

UNIVERSIDADE ESTADUAL DO OESTE DO PARANÁ
CAMPUS DE FOZ DO IGUAÇU
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM
ENGENHARIA DE SISTEMAS DINÂMICOS E ENERGÉTICOS

DISSERTAÇÃO DE MESTRADO

**ANÁLISE DA INSERÇÃO DE GERAÇÃO EÓLICA COM
AEROGERADORES DE INDUÇÃO**

MARCOS GUILHERME ZANCHETTIN

FOZ DO IGUAÇU
2012

Marcos Guilherme Zanchettin

Análise da Inserção de Geração Eólica com Aerogeradores de Indução

Dissertação de Mestrado apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Sistemas Dinâmicos e Energéticos como parte dos requisitos para obtenção do título de Mestre em Engenharia de Sistemas Dinâmicos e Energéticos. Área de concentração: Sistemas Dinâmicos e Energéticos.

Orientador: Romeu Reginatto

Foz do Iguaçu
2012

FICHA CATALOGRÁFICA

Z27 Zanchettin, Marcos Guilherme
Análise da inserção de geração eólica com aerogeradores de indução / Marcos Guilherme Zanchettin. – Foz do Iguaçu, 2012.
102 p. : tab. : graf.

Orientador: Prof. Dr. Romeu Reginatto.
Dissertação (Mestrado) – Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Sistemas Dinâmicos e Energéticos - Universidade Estadual do Oeste do Paraná.

1. Geração de energia eólica. 2. Modelagem de aerogeradores de indução. 3. Inserção de geração eólica – Requisitos técnicos. I. Título.

CDU 621.311.24
62.001.57

Análise da Inserção de Geração Eólica com Aerogeradores de Indução

Marcos Guilherme Zanchettin

Esta Dissertação de Mestrado foi apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Sistemas Dinâmicos e Energéticos e aprovada pela Banca Examinadora:

Data da defesa pública: 25/04/2012.

Prof. Dr. **Romeu Reginatto** - (Orientador)

Universidade Estadual do Oeste do Paraná - UNIOESTE

Prof. Dr. **Walmir de Freitas Filho**

Universidade Estadual de Campinas - UNICAMP

Prof. Dr. **Roberto Cayetano Lotero**

Universidade Estadual do Oeste do Paraná - UNIOESTE

Prof. Dr. **Eugênio de Bona Castelan Neto**

Universidade Federal de Santa Catarina - UFSC

Resumo

A geração eólica vem se destacando entre as fontes alternativas e tem experimentado um elevado índice de penetração ao longo dos anos. Assim, a conexão elétrica de parques eólicos precisa ser analisada detalhadamente a fim de evitar ou minimizar os efeitos que os problemas inerentes desse tipo de fonte, geração eólica, podem causar em sistemas elétricos de potência (SEP) e com isso preservar os indicadores de qualidade de tensão e confiabilidade. Este trabalho trata da integração de centrais eólicas em SEP, equipadas com aerogeradores de velocidade fixa com gerador de indução de rotor em gaiola (AVF-SCIG) e aerogeradores de velocidade variável com gerador de indução duplamente alimentado (AVV-DFIG). Os limites de inserção de geração eólica, i.e., a quantidade de potência que o parque eólico pode fornecer ao ponto comum de conexão (PCC) tendo que atender certos critérios da integração, são obtidos considerando aspectos estáticos e transitórios da conexão de centrais eólicas. A topologia adotada para representar, de maneira simplificada, as características locais de conexão entre o parque eólico e o SEP, assim como caracterizar a inserção de geração eólica a partir dos parâmetros do PCC, é o modelo máquina barra-infinita (MBI). Ao longo do texto também são apresentados os modelos empregados para representar tanto o aerogerador quanto o parque eólico em estudos de sistemas de potência, os principais critérios especificados para a conexão desse tipo de fonte em SEP e as principais questões que tratam do problema de inserção de geração eólica. As análises têm por objetivo avaliar como a inserção de geração eólica é impactada por critérios técnicos que consideram aspectos estáticos e transitórios da conexão de centrais eólicas, pela tecnologia empregada na conversão de energia, pela estratégia de controle/operação e pelas características do PCC. Os resultados obtidos permitem definir quais as condições mais severas à inserção de geração eólica. Para estas análises são considerados os critérios da máxima variação de tensão admissível no ponto de conexão da central eólica, a margem de potência relativamente à máxima potência transferível ao sistema elétrico e a capacidade de sustentação durante faltas.

Palavras-chave: Geração Eólica, Modelagem de Aerogeradores de Indução, Requisitos Técnicos, Inserção de Geração Eólica.

Abstract

The wind generation has stood out among the alternative sources and has experienced a high rate of penetration through the years. Thus, the electrical connection of wind power generation must be analyzed in detail to avoid or minimize the problems inherent this type of source can cause in electric power systems (SEP) and thereby preserve the voltage quality indicators and reliability. This paper deal about the integration of wind farms in SEP, equipped with squirrel-cage induction generator based fixed speed wind turbines (AVV-SCIG) and doubly-fed induction generator based variable speed wind turbines (AVV-DFIG). The limits of integration of wind energy generation, i.e., the amount of power that the wind farm can provide the point-of-common-connection (PCC) while complying with certain interconnections requirements, are obtained considering static and transient aspects of the connection of wind farms. The topology adopted to represent, in a simplified way, the local characteristics of the connection between the wind farm and the SEP, as well as characterize the integration of wind generation from the parameters of the PCC, is the single machine infinite-bus system (MBI). Throughout the text also are presents the models used to represent the wind turbine and wind farm in studies of power systems, the main criteria specified to connection of this type of source in SEP and the main issues dealing with the problem of integration of generation wind. The analyzes aim to assess how the wind energy generation is impacted by technical criteria that consider static and transient aspects of the connection of wind farms, the technology used in energy conversion, the control strategy/operation and the characteristics of PCC. The results obtained allow to define which the stricts conditions for the integration of wind energy generation. For these analyzes are considered the criteria of the maximum allowable voltage variation at the connection point of the wind farm, the power range for the maximum transferable power to the electrical system and the fault ride through capability.

Keywords: Wind Energy Generation, Modeling of Induction Generator Based Wind Turbines, Technical Regulations, Integration of Wind Energy Generation.

À minha esposa.

Agradecimentos

Este trabalho não é uma conquista solitária, mas sim resultado do esforço de muitos que acreditam em um futuro melhor. Seria impossível nomear todas as pessoas que me ajudaram ao longo desta jornada, pois foram muitas. Por isso, desde já gostaria de estender meus sinceros agradecimentos a todos que direta ou indiretamente contribuíram para realização desta pesquisa e também destacar aqueles que foram essenciais nesta caminhada rumo à esta dissertação.

À minha família, em especial à minha esposa e ao meu primo Maiko Fernando Camilo, por acreditarem nos meus sonhos e pela motivação dada nos momentos mais difíceis que passei durante o curso de mestrado.

Às pessoas que integram o Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Sistemas Dinâmicos e Energético (PGESDE) pela oportunidade de realizar meu curso de mestrado. Gostaria de deixar meus sinceros agradecimentos aos professores e funcionários que dedicam parte de suas vidas em prol do ensino e da pesquisa. O apreço que tenho por essas pessoas é imenso.

Ao meu orientador, Romeu Reginatto, pelas incansáveis horas e conversas destinadas no auxílio desta pesquisa que só a engrandeceram e, principalmente, pela amizade. Sem dúvida alguma aprendi muito com ele ao longo destes anos. É um orgulho em tê-lo como orientador.

Aos colegas com quem tive a oportunidade de estudar durante o período do mestrado. Gostaria de registrar, em especial, meus agradecimentos ao Giovano Mayer, José Eduardo Malvestio Cereja e Douglas Demenech pelas conversas que muito ajudaram neste trabalho.

Às pessoas que trabalham na Universidade Estadual do Oeste do Paraná (UNIOESTE), e que buscam a cada dia fazer dessa instituição um local de ensino maior e melhor.

À Fundação Parque Tecnológico de Itaipu pelo apoio financeiro dado no início do curso de mestrado.

“Uma coisa que aprendi nessa longa vida:
toda nossa ciência, comparada com a realidade,
é primitiva e infantil - ainda assim é a coisa mais preciosa que nós temos.”
Albert Einstein.

Sumário

Lista de Figuras	xv
Lista de Tabelas	xxi
Lista de Siglas	xxiii
Lista de Símbolos	xxvii
1 Introdução	1
1.1 Panorama da Energia Eólica	1
1.2 Integração de Centrais Eólicas em Sistemas Elétricos de Potência	2
1.3 Objetivos da Dissertação	5
1.3.1 Objetivo Geral	5
1.3.2 Objetivos Específicos	5
1.4 Estrutura da Dissertação	5
2 Modelagem de Sistemas de Geração Eólica	9
2.1 Sistemas de Geração Eólica	10
2.2 Gerador de Indução	14
2.3 Sistema Mecânico	17
2.4 Modelo do Conversor Bidirecional	19
2.4.1 Elo de Corrente Contínua	20
2.4.2 Inversor da Rede e do Rotor	20
2.4.3 Controle de Potência Ativa e Reativa	21

2.5	Turbina Eólica	24
2.6	Máximo Aproveitamento da Potência do Vento	27
2.7	Controle do Ângulo de Passo	30
2.8	Estrutura de Modelagem em Diagrama de Blocos	31
2.9	Conclusão	33
3	Considerações para a Conexão de Centrais Eólicas	35
3.1	Requisitos Técnicos	36
3.1.1	Regulação de Potência Ativa	36
3.1.2	Regulação de Potência Reativa	37
3.1.3	Regulação de Frequência	38
3.1.4	Tolerância à Cintilação Luminosa - Flicker	39
3.1.5	Conteúdo Harmônico	40
3.1.6	Capacidade de Sustentação Durante Faltas	40
3.1.7	Variação de Tensão	41
3.2	Representação de Parques Eólicos para Estudos em Sistemas de Potência	42
3.3	O Problema da Inserção de Geração Eólica	45
3.4	Conclusão	47
4	Limites de Inserção de Geração Eólica Considerando Aspectos Estáticos	49
4.1	Metodologia Empregada nas Análises	49
4.1.1	AVF-SCIG	52
4.1.2	AVV-DFIG	55
4.2	Limites de Inserção de Geração Eólica que Atendem a Variação da Tensão Terminal	61
4.3	Limites de Inserção de Geração Eólica que Atendem a Margem de Potência	65
4.4	Composição dos Critérios	68
4.5	Conclusão	71

5	Limites de Inserção de Geração Eólica Considerando Aspectos Transitórios	73
5.1	Metodologia Empregada nas Análises	74
5.2	Limites de Inserção de Geração Eólica com AVF-SCIG	78
5.3	Limites de Inserção de Geração Eólica com AVV-DFIG	84
5.4	Limites de Inserção de Geração Eólica Considerando Critérios Estáticos e Transitórios	89
5.5	Conclusão	90
6	Conclusão	93
6.1	Conclusões Gerais	93
6.2	Sugestões para Trabalhos Futuros	95
	Referências Bibliográficas	97
A	Dados Utilizados nas Simulações	101

Lista de Figuras

1.1	Capacidade de geração eólica global instalada e acumulada (GWEC, 2011). . .	1
2.1	Topologias usuais para aerogeradores de acordo com a orientação do rotor da turbina. Fonte: (Bianchi et al., 2007).	11
2.2	Principais componentes de um aerogerador. Fonte: (Nordex, 2009).	12
2.3	Topologia de aerogeradores considerando a velocidade de rotação da turbina. .	13
2.4	Circuito elétrico equivalente do gerador de indução. Fonte: (Reginatto et al., 2009).	17
2.5	Representação do sistema mecânico pelo modelo de duas massas (Akhmatov, 2003a; Ackermann, 2005; Pereira, 2007; Tarnowski, 2006).	18
2.6	Diagrama esquemático do conversor bidirecional instalado no AVV-DFIG. . . .	19
2.7	Malha de controle empregada para controlar a potência ativa e reativa do AVV-DFIG.	24
2.8	Exemplos da operação do bloco responsável por limitar a corrente de referência de rotor no inversor C_r	25
2.9	Curvas do coeficiente $C_P(\lambda, \beta)$	27
2.10	Curva de potência fornecida pelo AVV-DFIG.	29
2.11	Implementação da estratégia MPT.	30
2.12	Implementação do controle do ângulo de passo das pás.	31
2.13	Estrutura de modelagem em diagrama de blocos do AVF-SCIG.	32
2.14	Estrutura de modelagem em diagrama de blocos do AVV-DFIG.	32
3.1	Regulação de potência ativa na rede de transmissão da Alemanha considerando a frequência base de 50 Hz e a tensão base de 380 V. Fonte: (Stiebler, 2008). . .	37

3.2	Regulação de potência reativa na rede de transmissão da Dinamarca. Fonte: (Pires et al., 2008).	38
3.3	Requisito de sustentação durante faltas. Fonte: (ONS, 2009).	41
3.4	Diagrama de interligação entre um parque eólico e o sistema elétrico de potência utilizando um transformador por aerogerador.	43
3.5	Representação dos parques eólicos utilizados nas simulações neste trabalho: Figura 3.5(a) (AVF-SCIG) e Figura 3.5(b) (AVV-DFIG).	44
3.6	Topologia do sistema.	45
3.7	Exemplo de como o <i>nível de inserção de geração eólica</i> é determinado.	46
4.1	Curva PV utilizada para a análise dos critérios de variação de tensão e margem de potência.	51
4.2	Primeira estimativa para determinar o limite do nível de inserção de geração eólica em função de um valor de X/R especificado.	53
4.3	Circuito elétrico equivalente do AVF-SCIG conectado ao sistema elétrico de potência.	53
4.4	Construção da curva PV para análise dos limites de inserção de geração eólica considerando o critério de variação da tensão terminal e margem de potência.	54
4.5	Segunda estimativa para determinar o limite do nível de inserção de geração eólica em função de um valor de X/R especificado.	55
4.6	Máximo nível de inserção de geração eólica em função de um valor de X/R especificado.	55
4.7	Circuito elétrico equivalente do AVV-DFIG conectado ao sistema elétrico de potência.	56
4.8	Nível de inserção de geração eólica máximo, com AVF-SCIG-O, considerando diferentes valores para o critério de variação da tensão terminal. $V_s = \pm 5\%$ (linha contínua); $V_s = \pm 10\%$ (linha tracejada); $V_s = \pm 20\%$ (linha traço-ponto).	62
4.9	Limites do nível de inserção de geração eólica para $0,95 \leq V_s \leq 1,05$. AVF-SCIG-O (linha contínua); AVF-SCIG-N (linha traço-ponto); AVF-SCIG-L (linha tracejada).	63
4.10	Limites do nível de inserção de geração eólica para $0,95 \leq V_s \leq 1,05$ pu. AVV-DFIG-Q (linha contínua); AVV-DFIG-F (linha tracejada); AVV-DFIG-V (linha traço-ponto).	63

4.11	Curva PV para o AVV-DFIG-Q com controle de potência reativa ajustado em $Q = 0$: $\rho = 0,3$ e $X/R = 1$ (linha contínua); $\rho = 0,3$ e $X/R = 8$ (linha tracejada); $\rho = 0,5$ e $X/R = 8$ (linha traço-ponto).	65
4.12	Nível de inserção de geração eólica máximo, com AVF-SCIG-O, considerando diferentes valores para o critério de margem de potência. $M_P = 20\%$ (linha contínua); $M_P = 30\%$ (linha tracejada); $M_P = 50\%$ (linha traço-ponto).	66
4.13	Limites do nível de inserção de geração eólica para $M_P = 30\%$. AVF-SCIG-O (linha contínua); AVF-SCIG-N (linha tracejada); AVF-SCIG-L (linha traço-ponto).	66
4.14	Limites do nível de inserção de geração eólica para $M_P = 50\%$. AVV-DFIG-Q (linha contínua); AVV-DFIG-F (linha tracejada); AVV-DFIG-V (linha traço-ponto).	67
4.15	Limites do nível de inserção de geração eólica considerando AVV-DFIG-Q combinando dois critério: variação de tensão com $\Delta V_s = 5\%$ (linha contínua); margem de potência com $M_P = 50\%$ (linha tracejada).	68
4.16	Limites do nível de inserção de geração eólica considerando AVV-DFIG-F combinando dois critério: variação de tensão com $\Delta V_s = 5\%$ (linha contínua); margem de potência com $M_P = 50\%$ (linha tracejada).	69
4.17	Limites do nível de inserção de geração eólica considerando AVV-DFIG-V combinando dois critério: variação de tensão com $\Delta V_s = 5\%$ (linha contínua); margem de potência com $M_P = 50\%$ (linha tracejada).	69
4.18	Limites do nível de inserção de geração eólica considerando AVF-SCIG-O combinando dois critério: variação de tensão com $\Delta V_s = 5\%$ (linha contínua); margem de potência com $M_P = 30\%$ (linha tracejada).	70
4.19	Limites do nível de inserção de geração eólica considerando AVF-SCIG-N combinando dois critério: variação de tensão com $\Delta V_s = 5\%$ (linha contínua); margem de potência com $M_P = 30\%$ (linha tracejada).	70
4.20	Limites do nível de inserção de geração eólica considerando AVF-SCIG-L combinando dois critério: variação de tensão com $\Delta V_s = 5\%$ (linha contínua); margem de potência com $M_P = 30\%$ (linha tracejada).	71
5.1	Requisito de sustentação durante faltas. Fonte: (ONS, 2009).	75
5.2	Modelo implementado para representar um curto-circuito trifásico nos terminais tanto do AVF-SCIG quanto do AVV-DFIG.	76

5.3	Exemplo de um AMT gerado pela inserção de uma reatância indutiva nos terminais do parque eólico.	76
5.4	Primeira estimativa para determinar o limite do nível de inserção de geração eólica em função de um valor de X/R especificado.	77
5.5	Nível de inserção de geração eólica para AVF-SCIG-O considerando os AMT apresentados na Tabela 5.1.	79
5.6	Nível de inserção de geração eólica para AVF-SCIG-N considerando os AMT apresentados na Tabela 5.1.	80
5.7	Nível de inserção de geração eólica para AVF-SCIG-L considerando os AMT apresentados na Tabela 5.1.	80
5.8	Afundamento de tensão de 0,2 pu durante 500 ms para: AVF-SCIG-O (linha contínua), AVF-SCIG-N (linha tracejada) e AVF-SCIG-L (linha contínua com asterisco).	81
5.9	Afundamento de tensão de 0,30 pu durante 570 ms para: AVF-SCIG-O (linha contínua), AVF-SCIG-N (linha tracejada) e AVF-SCIG-L (linha contínua com asterisco).	81
5.10	Afundamento de tensão de 0,35 pu durante 610 ms para: AVF-SCIG-O (linha contínua), AVF-SCIG-N (linha tracejada) e AVF-SCIG-L (linha contínua com asterisco).	81
5.11	Afundamento de tensão de 0,5 pu durante 727 ms para: AVF-SCIG-O (linha contínua), AVF-SCIG-N (linha tracejada) e AVF-SCIG-L (linha contínua com asterisco).	82
5.12	Afundamento de tensão de 0,65 pu durante 840 ms para: AVF-SCIG-O (linha contínua), AVF-SCIG-N (linha tracejada) e AVF-SCIG-L (linha contínua com asterisco).	82
5.13	Nível de inserção de geração eólica na presença de um AMT de 0,2 pu durante 500 ms.	83
5.14	Perfil da tensão nos terminais do AVF-SCIG-O (linha contínua) durante um AMT de 0,2 pu considerando a compensação de reativos e o requisito de sustentação durante faltas (linha tracejada) definido em (ONS, 2009).	84
5.15	Perfil da tensão nos terminais do AVF-SCIG-N (linha contínua) durante um AMT de 0,2 pu considerando a compensação de reativos e o requisito de sustentação durante faltas (linha tracejada) definido em (ONS, 2009).	84

5.16 Perfil da tensão nos terminais do AVF-SCIG-L (linha contínua) durante um AMT de 0,2 pu considerando a compensação de reativos e o requisito de sustentação durante faltas (linha tracejada) definido em (ONS, 2009).	85
5.17 Níveis de inserção de geração eólica para AVV-DFIG-Q.	86
5.18 Oscilação em $V_s(t)$ na presença de um AMT de 0,2 pu durante 500 ms nos terminais da máquina.	87
5.19 Proteção crowbar instalada em AVV-DFIG.	87
5.20 Perfil da corrente de rotor variando ao longo do tempo, $I_r(t)$, para AVV-DFIG-Q durante um AMT de 0,2 pu durante 500 ms.	88
5.21 Limites nos níveis de inserção de geração eólica com AVF-SCIG-O considerando critérios estáticos e transitórios.	90
5.22 Limites nos níveis de inserção de geração eólica com AVV-DFIG-Q considerando critérios estáticos e transitórios.	91

Lista de Tabelas

2.1	Combinações entre a forma de operação do aerogerador (velocidade fixa ou variável) e a limitação de potência ativa encontradas na indústria. Fonte (Ackermann, 2005).	14
3.1	Limites críticos para a cintilação luminosa. Fonte (ONS, 2011).	39
3.2	Limites individuais inferiores de tensão em porcentagem da tensão fundamental considerando $V \geq 69$ kV. Fonte (ONS, 2011).	41
4.1	Situações e valores dos critérios estáticos analisadas neste trabalho.	52
5.1	Afundamentos momentâneos de tensão empregados nas análises do nível de inserção de geração eólica com AVF-SCIG e AVV-DFIG.	76
5.2	Variação do nível de inserção de geração eólica entre a central eólica operando com AVF-SCIG-O e AVF-SCIG-L em $X/R = 15$	83
A.1	Parâmetros base utilizados nas análises.	101
A.2	Parâmetros do gerador de indução equivalente.	101
A.3	Parâmetros do sistema mecânico.	101
A.4	Parâmetros dos controladores.	102
A.5	Parâmetros da turbina.	102

Lista de Siglas

AMT	Afundamento Momentâneo de Tensão
AVF	Aerogerador de Velocidade Fixa
AVF-SCIG	Aerogerador de Velocidade Fixa com Gerador de Indução de Rotor em Gaiola
AVF-SCIG-L	Aerogerador de Velocidade Fixa com Gerador de Indução de Rotor em Gaiola com Banco Capacitivo Dimensionado para a Correção do Fator de Potência a Plena Carga
AVF-SCIG-N	Aerogerador de Velocidade Fixa com Gerador de Indução de Rotor em Gaiola com Banco Capacitivo Dimensionado para a Correção do Fator de Potência à Vazio
AVF-SCIG-O	Aerogerador de Velocidade Fixa com Gerador de Indução de Rotor em Gaiola sem Compensação de Potência Reativa
AVV	Aerogerador de Velocidade Variável
AVV-DFIG	Aerogerador de Velocidade Variável com Gerador de Indução com Dupla Alimentação
AVV-DFIG-F	Aerogerador de Velocidade Variável com Gerador de Indução com Dupla Alimentação Operando com Controle do Fator de Potência
AVV-DFIG-Q	Aerogerador de Velocidade Variável com Gerador de Indução com Dupla Alimentação Operando com Controle de Potência Reativa
AVV-DFIG-V	Aerogerador de Velocidade Variável com Gerador de Indução com Dupla Alimentação Operando com Controle de Tensão
AVV-PMSG	Aerogerador de Velocidade Variável com Gerador de Síncrono de Imãs Permanentes
AVV-WRSG	Aerogerador de Velocidade Variável com Gerador Síncrono Alimentado Eletricamente
CC	Corrente Contínua
DFIG	Gerador de Indução com Dupla Alimentação
DTHT	Distorção Harmônica Total de Tensão
GWEC	Conselho Global de Energia Eólica
IEC	Comissão Eletrotécnica Internacional
IG	Gerador de Indução
IGBT	<i>Insulated Gate Bipolar Transistor</i>
MBI	Máquina Barra-Infinita
MPT	Máximo Aproveitamento da Potência do Vento

ONS	Operador Nacional do Sistema
PCH	Pequena Central Hidrelétrica
PGESDE	Pós-Graduação em Engenharia de Sistemas Dinâmicos e Energéticos
PI	Proporcional Integral
PMSG	Gerador Síncrono de Imãs Permanentes
PROINFA	Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia
PWM	Modulação por Largura de Pulso
SCIG	Gerador de Indução com Rotor em Gaiola
SEP	Sistema Elétrico de Potência
SG	Gerador Síncrono
UNIOESTE	Universidade Estadual do Oeste do Paraná
VSI	Inversor com Fonte de Tensão
VSI-PWM	Inversor com Fonte de Tensão com Modulação por Largura de Pulso
WRSG	Gerador Síncrono Alimentado Eletricamente
WWEA	Associação Mundial de Energia Eólica

Lista de Símbolos

A	Área varrida pelas pás da turbina
C	Capacitância do capacitor do elo de corrente contínua
C_g	Conversor instalado do lado da rede
C_P	Coefficiente de potência ou coeficiente de desempenho
C_P^{max}	Coefficiente de potência máximo ou coeficiente de desempenho máximo
C_r	Conversor instalado do lado do rotor
D_g	Coefficiente de amortecimento do rotor do gerador
D_t	Coefficiente de amortecimento do rotor da turbina
F_s	Constante de amortecimento do sistema mecânico
H_g	Momento de inércia equivalente do gerador
H_t	Momento de inércia equivalente da turbina
K_s	Constante de elástica do sistema mecânico
L_m	Indutância mútua
L_r	Indutância de rotor
L_s	Indutância de estator
P_a	Potência ativa total
P_r	Potência ativa de rotor
P_s	Potência ativa de estator
P_v	Potência contida no vento
Q_a	Potência reativa total
Q_r	Potência reativa de rotor
Q_s	Potência reativa de estator
R	Raio das pás da turbina
R_r	Resistência do rotor
R_s	Resistência do estator
V_v	Velocidade do vento
d	Indica valores referenciados no eixo direto
e_d	Tensão interna no eixo direto
e_q	Tensão interna no eixo em quadratura
i_{C_g}	Corrente que flui pelo conversor instalado do lado da rede
i_{C_r}	Corrente que flui pelo conversor instalado do lado do rotor
i_{max}	Corrente máxima do conversor

i_{dr}	Corrente do rotor no eixo direto
i_{ds}	Corrente do estator no eixo direto
i_{qr}	Corrente de rotor no eixo em quadratura
i_{qs}	Corrente de estator no eixo em quadratura
m_{dr}	Índice de modulação do rotor no eixo direto
m_{max}	Índice de modulação máximo
m_{qr}	Índice de modulação do rotor no eixo em quadratura
q	Indica valores referenciados no eixo em quadratura
s	Coefficiente de escorregamento
v_c	Tensão no capacitor do elo de corrente contínua
v_{dr}	Tensão de rotor no eixo direto
v_{ds}	Tensão de estator no eixo direto
v_{qr}	Tensão de rotor no eixo em quadratura
v_{qs}	Tensão de estator no eixo em quadratura
X_m	Reatância de magnetização do gerador de indução
X_r	Reatância de dispersão de rotor do gerador de indução
X_s	Reatância de dispersão de estator do gerador de indução
β	Ângulo de passo das pás
θ	Ângulo de torsão mecânico equivalente
λ	Velocidade de rotação específica de rotação da turbina
λ_{dr}	Fluxo magnético de eixo direto de rotor
λ_{ds}	Fluxo magnético de eixo direto de estator
λ_{ot}	Velocidade de rotação específica ótima da turbina
λ_{qr}	Fluxo magnético de eixo em quadratura de rotor
λ_{qs}	Fluxo magnético de eixo em quadratura de estator
ρ	Nível de inserção de geração eólica
ρ_{ar}	Densidade do ar
ω_b	Frequência angular base
ω_e	Frequência das tensões de estator
ω_n	Velocidade de rotação nominal da turbina
ω_r	Velocidade de rotação do rotor do gerador
ω_s	Frequência síncrona do sistema ou frequência fundamental da rede
ω_t	Velocidade de rotação da turbina

Capítulo 1

Introdução

1.1 Panorama da Energia Eólica

A preocupação com o meio ambiente devido a emissão de gases poluentes por fontes fósseis, a necessidade de suprir a crescente demanda por energia elétrica, a escassez de petróleo, a busca pela autossuficiência em geração de energia e a necessidade de diversificar a matriz energética com o intuito de aumentar a segurança no suprimento de energia elétrica, são alguns dos desafios que impulsionam investimentos em fontes renováveis de energia, e.g., eólica, solar, biomassa, pequenas centrais hidrelétricas (PCH's).

Neste cenário, a eólica é considerada a alternativa econômica mais viável, tendo apresentado um crescimento exponencial ao longo dos anos, conforme mostra a Figura 1.1. Isso pode ser atribuído ao elevado potencial mundial de energia eólica, a evolução tecnológica, ao grande número de fornecedores oferecendo desde um único aerogerador até projetos *turnkey* e as políticas governamentais de incentivo à geração de energia elétrica renovável. No Brasil, por exemplo, foi criado o Programa de Incentivo as Fontes Alternativas (PROINFA), encerrado em Dezembro de 2010, que em três anos de programa concedeu incentivo à instalação de 1.422,9 MW em 54 usinas.

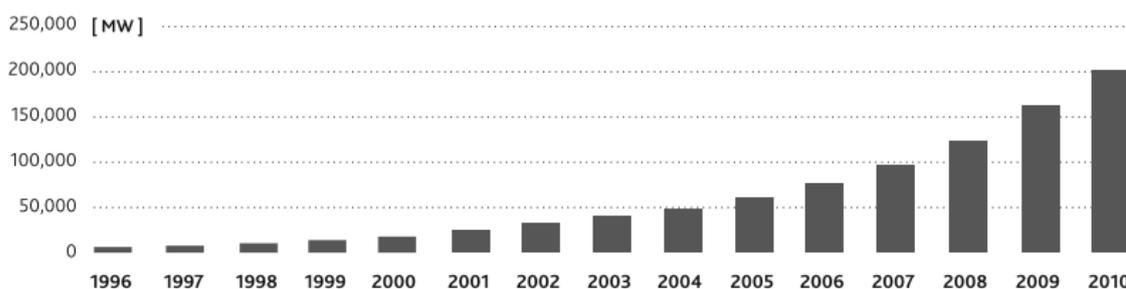


Figura 1.1: Capacidade de geração eólica global instalada e acumulada (GWEC, 2011).

Além disso, segundo dados do Conselho Global de Energia Eólica (GWEC), o total de parques eólicos instalados em 2011 ao redor do mundo chegou a 41.000 MW, representando

um aumento de 21% na capacidade global instalada que atualmente é de 238.000 MW. Desse montante, 86,4% corresponde aos dez países com maior capacidade instalada, a saber: China (26,3%), Estados Unidos (19,7%), Alemanha (12,2%), Espanha (9,1%), Índia (6,7%), França (2,9%), Itália (2,8%), Reino Unido (2,7%), Canadá (2,2%) e Portugal (1,7%) (GWEC, 2011).

Embora China e Estados Unidos figurem entre os países com maior potência eólica instalada, a contribuição dessa fonte em suas matrizes energéticas são de 1,2% e 2%, respectivamente. Entretanto outros países apresentam níveis de penetração de geração eólica bem mais elevados, destacando-se Dinamarca (21%), Portugal (18%), Espanha (16%) e Alemanha (9%) (WWEA, 2010), sendo a penetração de geração eólica a relação entre a produção de energia elétrica gerada a partir de centrais eólicas ao longo do ano e a produção de energia elétrica total de uma determinada matriz, $\frac{E_{eólica}^{anual}}{E_{matriz}^{anual}}$. Diante disso vem o desafio de integrar as centrais eólicas em sistemas de potência elétricos de potência (SEP).

1.2 Integração de Centrais Eólicas em Sistemas Elétricos de Potência

Caminhando lado a lado com o aumento de interligação de centrais eólicas em sistemas de potência está a evolução tecnológica experimentada por esse setor. Dentre as tecnologias utilizadas em sistemas de geração eólica destacam-se aerogeradores de velocidade fixa com geradores de indução de rotor em gaiola (AVF-SCIG), aerogeradores de velocidade variável com geradores de indução com dupla alimentação (AVV-DFIG), aerogeradores de velocidade variável com geradores síncronos com conversor instalado no estator, sendo o rotor alimentado eletricamente (AVV-WRSG) ou por ímãs permanentes (AVV-PMSG)¹. Até pouco tempo atrás, AVF-SCIG eram bastante empregados por se tratarem de máquinas robustas. Nesse tipo de tecnologia a velocidade de operação é fixa, sendo determinada pela frequência do sistema e pelo escorregamento do gerador, e as possibilidades de controle são bastante reduzidas. O controle da potência ativa exige a atuação nas partes mecânicas da turbina e os controles de tensão e/ou potência reativa exigem a instalação de componentes adicionais. Mais recentemente, o uso de AVV-DFIG, em que o rotor do gerador elétrico é conectado ao estator através de um conversor de potência bidirecional assim como de aerogeradores que empregam geradores síncronos com o conversor instalado no circuito de estator têm sido bastante empregados em sistemas de geração eólica. Para essas tecnologias, a máquina pode operar com velocidade variável em uma faixa especificada e amplas possibilidades de controle são disponíveis através dos terminais do rotor. Uma das estratégias de operação comumente aplicadas é o controle MPT² o qual visa

¹SCIG, DFIG, WRSG e PMSG são as siglas em inglês para *Squirrel-Cage Induction Generator*, *Doubly Fed Induction Generator*, *Wound Rotor Synchronous Generator* e *Permanent Magnet Synchronous Generator*, respectivamente.

²Sigla em inglês para *Maximum Power Tracking*.

gerar a máxima potência extraível do vento em cada instante (Amenedo et al., 2002). Neste trabalho, todas as análises se baseiam em aerogeradores equipados com geradores de indução, denominados no decorrer de todo o texto de aerogeradores de indução.

Como o AVV-DFIG é uma tecnologia específica da indústria eólica, o comportamento dinâmico dessa máquina ainda é objeto de estudo da última década. Uma contribuição fundamental nesta área, e uma das primeiras, é a de (Akhmatov, 2003a) que trata da modelagem de aerogeradores de indução. Outro trabalho relevante é o de (Kayikçi and Milanovic, 2008) onde foram analisadas as simplificações dos modelos e parâmetros de AVV-DFIG.

Além disso, o crescimento acentuado de penetração de geração eólica torna mais evidente os problemas inerentes desse tipo de geração frente ao sistema elétrico de potência (SEP). Com isso, as variações de potência ativa devida as variações de velocidade do vento, a dificuldade dos aerogeradores contribuírem com a reserva de reativos do sistema, a possibilidade de conexão de aerogeradores em locais remotos com pontos de acesso fracos e a diversificação da tecnologia empregada em sistemas de geração eólica com o intuito de otimizar a energia extraída do vento têm sido as principais questões quanto a inserção segura desse tipo de fonte. Em geral, grandes recursos eólicos encontram-se em locais afastados e de difícil acesso onde as redes de conexão possuem impedância elevada e são de pouca capacidade. Quando as centrais eólicas são conectadas em redes desse tipo, os problemas inerentes a esse tipo de geração, como variação da potência ativa e tensão no ponto comum de conexão (PCC) devido a variação na velocidade do vento, tomam proporções maiores (Suvire and Mercado, 2008). Isso é um problema, pois em projetos envolvendo fontes renováveis como a eólica, o reforço no sistema de transmissão pode inviabilizar o empreendimento já que o custo de capacidade de geração em termos de kW instalado é relativamente alto e os projetos envolvendo tais fontes são em geral de pequeno porte (baixa potência) (O’Gorman and Redfem, 2003).

Como o número de centrais eólicas conectadas ao SEP vem aumentando, as concessionárias que administram o sistema de transmissão vem exigindo uma participação mais efetiva desse tipo de geração a fim de garantir que indicadores de qualidade de tensão e confiabilidade sejam preservados (Pires et al., 2008; Schulz, 2009; Yong and Zaiwen, 2010). Como exemplo disso, tem-se o critério de suportabilidade a afundamento momentâneo de tensão (AMT). Até pouco tempo atrás, as centrais eólicas eram desconectadas do sistema caso a tensão em seus terminais caísse abaixo de 0,8 pu. Atualmente, alguns guias de rede estabelecem que na presença de um AMT nos terminais da central eólica, a mesma deve permanecer conectada durante um certo tempo. Na Alemanha, por exemplo, mesmo com a tensão no PCC chegando a zero, a central eólica deve permanecer conectada (Ferreira et al., 2008). Em alguns países europeus, onde os requisitos técnicos à conexão de centrais eólicas no SEP são mais severos, exige-se que as mesmas participem do controle primário de frequência com 3-5% da capacidade de potência fornecida. Outros códigos de rede estipulam ainda que as usinas eólicas participem do controle secundário de frequência.

Não é interesse deste trabalho avaliar se os requisitos técnicos garantem uma condição segura à conexão de centrais eólicas, mas sim analisar como determinados critérios influenciam na potência que uma central eólica pode injetar no ponto comum de conexão conforme a tecnologia do parque eólico e/ou a estratégia de operação/controle. Além disso, as análises são gerais, pois consideram o impacto de vários pontos comuns de conexão nos limites de inserção de geração eólica. Dessa forma, objetiva-se a responder perguntas do tipo: (i) Quais os níveis de potência que podem ser injetados em um determinado PCC tendo que atender a um determinado critério especificado à conexão? (ii) Quais as características mínimas que um ponto de conexão deve possuir para que um determinado nível de potência possa ser inserido no PCC sem que o critério especificado à conexão seja violado? (iii) Como a tecnologia, estratégia de controle/operação e o PCC influenciam na inserção de geração eólica? Essas são as questões que motivam essa dissertação.

Neste contexto, em que a conexão de parques eólicos vem aumentando a cada ano, vários trabalhos tem sido conduzidos no sentido de avaliar a inserção segura dessa fonte em sistemas elétricos de potência. Em (Lundberg, 2000) avaliou-se a quantidade de potência que pode ser inserida em diferentes redes de conexão sem que os limites impostos à qualidade de energia para os consumidores locais fossem violados. Para isso, utilizou-se como critério os níveis de variação da tensão de regime permanente e de flicker permitidos pelo código de rede sueco considerando apenas AVF-SCIG. Um estudo referente ao impacto causado pela conexão de aerogeradores síncronos e de indução com rotor em gaiola em redes de distribuição foi apresentado em (Freitas et al., 2005). Os resultados deste trabalho indicaram que a conexão de aerogeradores de indução com rotor em gaiola em redes com pouca capacidade de curto-circuito é uma alternativa interessante já que tais máquinas não fornecem correntes de falta sustentadas. Em (Reginatto et al., 2008), as análises consideraram os níveis de inserção de geração eólica possíveis de serem alcançados, com aerogeradores de indução com rotor em gaiola e com dupla alimentação, quando três critérios estáticos são especificados à conexão: (i) variação da tensão em regime permanente; (ii) potência máxima a ser transferida ao ponto comum de conexão; (iii) máxima variação do ângulo da tensão interna da máquina. Para AVF-SCIG considerou-se também a influência de compensação de reativos nos terminais da máquina, enquanto que para o AVV-DFIG considerou-se apenas a operação com fator de potência unitário. Como os critérios técnicos especificados à conexão impõem limites a potência fornecida pela central eólica ao PCC, em (Zanchettin and Reginatto, 2008) analisou-se a influência dos mesmos critérios especificados em (Reginatto et al., 2008) nos níveis de inserção de geração eólica para AVF-SCIG. As análises mostraram que quanto mais severos são os critérios estáticos maior é a restrição imposta aos níveis de inserção de geração eólica. Em (Reginatto et al., 2009) as análises foram ampliadas com o intuito de considerar diferentes políticas de operação para o AVV-DFIG.

A fim de estender as análises e considerar aspectos transitórios, os resultados preliminares desta dissertação foram apresentados em (Zanchettin and Reginatto, 2010; Zanchettin et al.,

2011), onde analisou-se o nível de potência possível de ser transferido por uma central eólica ao PCC tendo que atender ao critério de sustentação durante faltas definido em (ONS, 2009) para AVF-SCIG e AVV-DFIG, respectivamente. Outros trabalhos buscaram avaliar a capacidade de sobrevivência à afundamentos momentâneos de tensão para AVV-DFIG considerando para isso diferentes estratégias de controle (Ko et al., 2006; Vieira, 2009).

1.3 Objetivos da Dissertação

1.3.1 Objetivo Geral

Este trabalho visa caracterizar e analisar a inserção de geração eólica em sistemas elétricos de potência considerando aerogeradores de indução.

1.3.2 Objetivos Específicos

- Apresentar os modelos apropriados, empregados em estudos de interligação de centrais eólicas em sistemas elétricos de potência, para AVF-SCIG, AVV-DFIG e também para o parque eólico.
- Estudar os principais critérios técnicos especificados à conexão de centrais eólicas.
- Definir o *nível de inserção de geração eólica* como uma variável de análise a ser adotada para avaliar os fatores limitantes à interligação de centrais eólicas em sistemas elétricos de potência (tecnologia empregada na conversão de energia eólica, estratégia de controle, critérios especificados à conexão de centrais eólicas, ponto comum de conexão).
- Analisar os níveis de inserção de geração eólica possíveis de serem obtidos com AVF-SCIG e AVV-DFIG quando critérios estáticos e transitórios são especificados à conexão de centrais eólicas visando ampliar os resultados já obtidos.

1.4 Estrutura da Dissertação

Esta dissertação está estruturada da seguinte forma:

- No Capítulo 2 são apresentadas as principais tecnologias empregadas em sistemas de geração eólica e a modelagem de AVF-SCIG e AVV-DFIG utilizadas em estudos de integração de centrais eólicas em sistemas de potência.

- Os principais requisitos técnicos especificados à conexão de centrais eólicas, a maneira como os parques eólicos são representados em sistemas de potência, A topologia utilizada para caracterizar a inserção de geração eólica, a contextualização do problema de inserção de geração eólica e a definição do *nível de inserção de geração eólica* são apresentados no Capítulo 3.
- No Capítulo 4 são analisados os níveis de inserção de geração eólica obtidos com AVF-SCIG e AVV-DFIG a fim de garantir que dois critérios estáticos (variação da tensão terminal e margem de potência) especificados à conexão sejam atendidos, sendo que a influência individual e combinada dos critérios nos níveis de inserção de geração eólica também é considerada nas análises.
- Com o intuito de estender as análises obtidas com critérios estáticos, no Capítulo 5 é feita uma avaliação dos níveis de inserção de geração eólica obtidos com AVF-SCIG e AVV-DFIG considerando aspectos transitórios. Mais especificamente, considera-se como requisito à conexão o critério de sustentação durante faltas definido em (ONS, 2009).
- Uma sumarização apontando os principais resultados referente aos níveis de inserção de geração eólica obtidos para AVF-SCIG e AVV-DFIG é feita no Capítulo 6.

A principal contribuição desta dissertação está na formalização do problema de inserção de geração eólica e na análise apresentada no Capítulo 5, cujo conteúdo está associado as seguintes publicações:

- Zanchettin, M. G. e Reginatto, R. (2010). Impacto da Suportabilidade Durante Faltas nos Limites de Inserção de Geração Eólica com Aerogeradores de Indução de Rotor em Gaiola, Transmission and Distribution Latin America - T&D, São Paulo (Zanchettin and Reginatto, 2010).
- Zanchettin, M. G., Reginatto, R. e Mota, A. H. G. d. S. (2011). Máximos Níveis de Inserção de Geração Eólica que Atendem ao Requisito de Sustentação Durante Faltas para Aerogeradores de Indução Duplamente Excitados, Clagtee, Mar del Plata, pp. 1–6 (Zanchettin et al., 2011).

Estão também correlacionadas a este trabalho publicações anteriores ao início desta dissertação:

- Reginatto, R., Bazanella, A. S. e Zanchettin, M. G. (2008). Região de Penetração Segura de Geração Eólica com Aerogeradores de Indução, Congresso Brasileiro de Automática, Juiz de Fora (Reginatto et al., 2008).
- Zanchettin, M. G. e Reginatto, R. (2008). Análise de Critérios de Comportamento Estático para Penetração Segura de Geração Eólica com Aerogeradores de Indução de Rotor em Gaiola, C3N, Foz do Iguaçu (Zanchettin and Reginatto, 2008).

- Zanchettin, M. G., Guarizi, R., Reginatto, R. e Mibielli, A. (2009). Análise do Perfil de Ventos nas Proximidades de Itaipu para fins de Geração Eólica, C3N, Foz do Iguaçu (Zanchettin et al., 2009).
- Reginatto, R., Zanchettin, M. G. e Tragueta, M. G. (2009). Analysis of safe integration criteria for wind power with induction generators based wind turbines, IEEE Power & Energy Society General Meeting, IEEE, Calgary, pp. 1–8 (Reginatto et al., 2009).

Capítulo 2

Modelagem de Sistemas de Geração Eólica

Para o estudo de inserção de geração eólica em sistemas de potência é fundamental apresentar os modelos matemáticos dos principais equipamentos/sistemas que compõem um aerogerador. Para isso, consideram-se duas tecnologias para a conversão de energia eólica em elétrica: (1) aerogerador de velocidade fixa com gerador de indução de rotor em gaiola (AVF-SCIG) e (2) aerogerador de velocidade variável com gerador de indução duplamente excitado (AVV-DFIG). A primeira tecnologia é robusta e simples, estando entre as mais empregadas em sistemas de geração eólica. Já a segunda possui a vantagem de possibilitar a otimização da energia extraída do vento e controlar a potência ativa e reativa injetada na rede. Esse tipo de tecnologia vem ganhando espaço a medida que a potência dos aerogeradores aumenta, sendo bastante empregada em parques eólicos modernos.

Como este trabalho também envolve o estudo do comportamento transitório na integração de centrais eólicas em sistemas de potência, os modelos empregados são adequados para esta finalidade. Com isso, se considera o modelo do gerador de indução de quinta ordem¹, o sistema mecânico que acopla a turbina ao gerador é representado por um modelo de duas massas e o conversor de potência bidirecional é representado na frequência fundamental. Ademais, os aerogeradores empregados nas análises são compostos por turbinas eólicas de eixo horizontal com três pás.

Antes de abordar os modelos adotados nas simulações realizadas neste trabalho, é necessário apresentar, Seção 2.1, o processo de conversão de energia eólica em energia elétrica e os principais termos inerentes as tecnologias de geração eólica. Na Seção 2.2 apresenta-se o modelo do gerador indução empregado em parques eólicos equipados com AVF-SCIG e AVV-DFIG, enquanto o modelo flexível de duas massas do sistema mecânico é apresentado na Seção 2.3. O conversor de potência empregado para conectar o circuito de rotor à rede e os controladores de potência ativa e reativa do AVV-DFIG são apresentados na Seção 2.4. Na Seção 2.5 destacam-se as principais formas de representar o modelo de uma turbina eólica focalizando

¹A representação do gerador de indução pelo modelo de terceira ordem como uma fonte de tensão atrás de uma impedância transitória também é apresentado, para esclarecer como a estratégia de controle de potência ativa e reativa é realizada.

na aproximação algébrica por meio de um coeficiente de potência. A estratégia adotada para extrair a máxima potência do vento com AVV-DFIG é apresentada na Seção 2.6. O sistema de controle empregado para limitar a velocidade de rotação da turbina e a potência ativa fornecida ao ponto comum de conexão é apresentada na Seção 2.7. A representação em diagrama de blocos, apresentada na Seção 2.8, mostra a interação entre os equipamentos/sistemas modelados ao longo deste capítulo. Na Seção 2.9 é feita uma sumarização deste capítulo e os valores dos parâmetros empregados nos modelos podem ser encontrados no Apêndice A.

2.1 Sistemas de Geração Eólica

Um aerogerador é um equipamento destinado a realizar a conversão da energia eólica em elétrica. Para isso, o vento incide sobre as pás da turbina produzindo um torque mecânico responsável por arrastá-las. Dessa forma, a turbina captura parte da energia cinética contida no vento, converte em energia mecânica rotacional e transmite a um gerador elétrico. Em geradores que operam com velocidade de rotação superior a velocidade de rotação da turbina, o acoplamento mecânico entre esses equipamentos é feito por meio de uma caixa de engrenagens. O giro do rotor do gerador associado a um fluxo magnético, induz tensão nos terminais do estator permitindo o fornecimento de energia elétrica².

A Figura 2.1(a) e a Figura 2.1(b) ilustram as topologias mais usuais para os aerogeradores de acordo com a orientação do rotor da turbina. A grande vantagem das turbinas de eixo vertical é poder interceptar o vento independente da sua direção, Figura 2.1(a). Porém, como está instalada próxima do solo, os ventos capturados possuem pouca energia. Já as turbinas de eixo horizontal tem rotor instalado no topo de uma torre, o que favorece a captura de ventos com grande quantidade de energia e pouca turbulência, Figura 2.1(b). Essas turbinas podem conter uma ou mais pás e devem ser constantemente orientadas a fim de posicionar o eixo rotor em sentido contrário a direção do vento. Neste trabalho analisa-se somente as turbinas de eixo horizontal com três pás por serem as mais empregadas em usinas eólicas.

Conforme mostra a Figura 2.2, os principais componentes que integram um aerogerador que utiliza turbina de eixo horizontal são: (1) pá do rotor; (2) cubo do rotor; (3) estrutura que suporta os principais componentes do aerogerador (gerador, caixa de velocidade, painéis do sistema de controle); (4) rolamento do eixo de baixa velocidade; (5) eixo de baixa velocidade; (6) caixa de velocidade; (7) disco de travão - empregado para assegurar a imobilização do rotor quando o vento sopra com velocidade fora da faixa de operação da turbina (abaixo da velocidade de *cut-in* e acima da velocidade de *cut-off*); (8) acoplamento mecânico; (9) gerador; (10) permutador de calor do circuito de arrefecimento da caixa de velocidade; (11) ventiladores para

²Há também a possibilidade da ser induzida tensão no rotor da máquina, porém trata-se de um caso pouco usual.

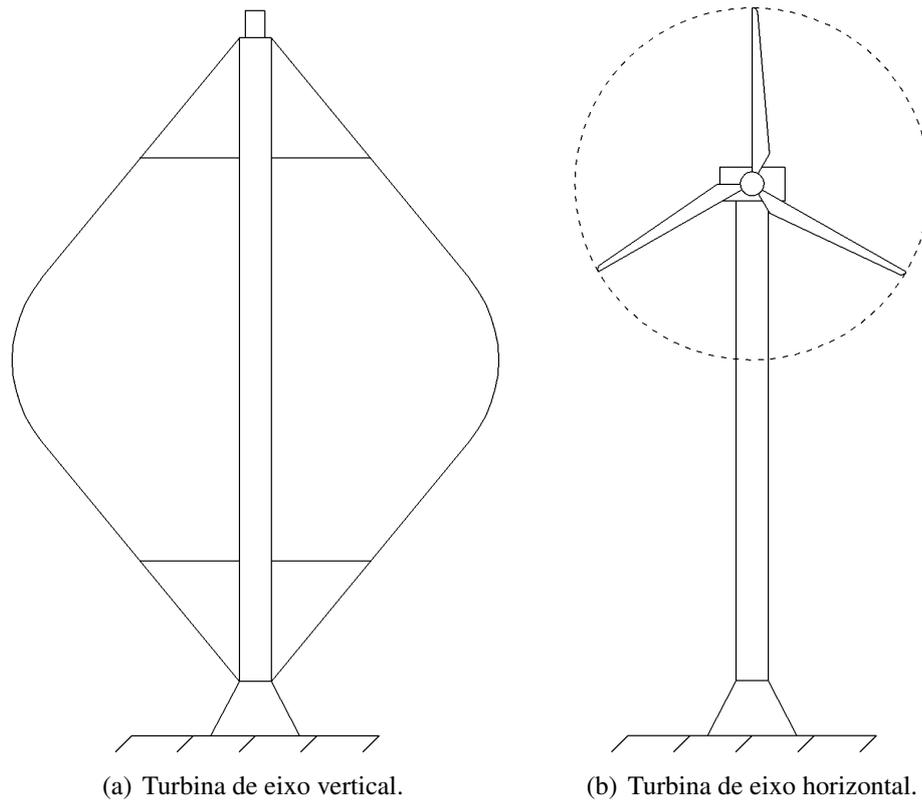


Figura 2.1: Topologias usuais para aerogeradores de acordo com a orientação do rotor da turbina. Fonte: (Bianchi et al., 2007).

arrefecimento do gerador; (12) anemômetros e cata-ventos para medir a velocidade e a direção do vento, enviando essas informações ao sistema de controle da turbina; (13) sistema de supervisão e controle; (14) sistema hidráulico que controla a pressão do sistema de travamento do rotor e do mecanismo de rotação da turbina; (15) mecanismo de rotação da turbina empregado para virar a turbina de forma a mantê-la contra o vento; (16) rolamento do mecanismo de rotação - permite a rotação da turbina; (17) nacele - cabine em que estão instalados os principais equipamentos do aerogerador; (18) torre; (19) sistema de ajuste do ângulo das pás utilizado para controlar a potência entregue pelo aerogerador quando a velocidade de rotação da turbina excede a velocidade nominal (Ackermann, 2005; Nordex, 2009).

De maneira geral, os aerogeradores que empregam turbinas de eixo horizontal podem ser classificados em dois grupos: aerogeradores que operam com velocidade fixa (AVF) e aerogeradores que operam com velocidade variável (AVV). Aerogeradores que operam com velocidade variável, necessitam de um conversor de potência para desacoplar a velocidade de rotação da turbina da frequência da rede. Neste caso, possuem a vantagem de otimizar a energia capturada pela turbina ajustando a velocidade de rotação da mesma de acordo com a velocidade do vento. Por outro lado, aerogeradores que operam com velocidade fixa são mais simples e baratos.

Nas figuras 2.3(a) - 2.3(d) são apresentadas cinco topologias de aerogeradores que empregam turbinas de eixo horizontal compostas por geradores de indução (IG) e geradores síncronos

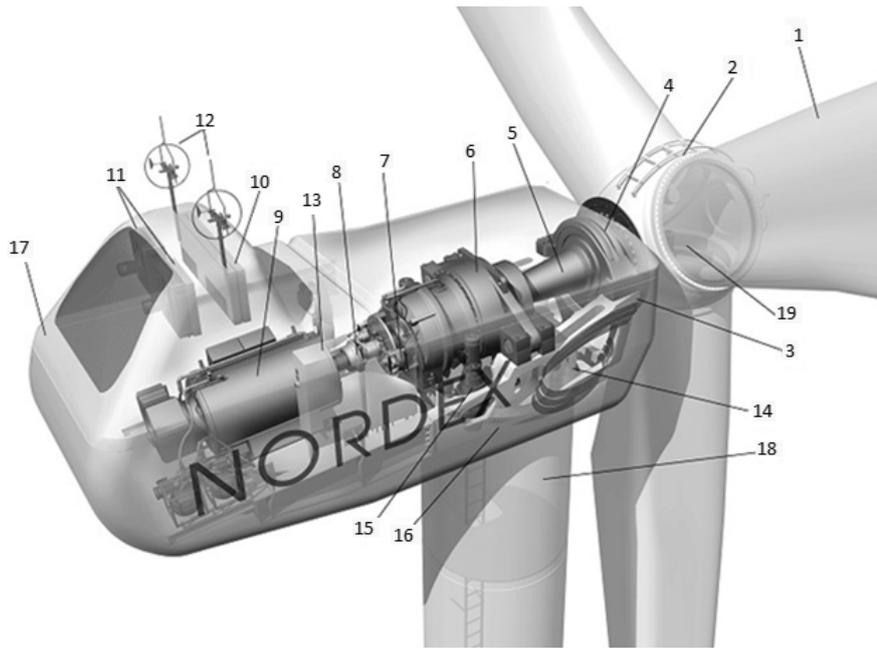


Figura 2.2: Principais componentes de um aerogerador. Fonte: (Nordex, 2009).

(SG)³, considerando a operação em velocidade fixa ou variável. Em (Ackermann, 2005) é apresentada outra classificação para aerogeradores de eixo horizontal.

O gerador de indução com rotor em gaiola é conectado diretamente à rede e a máquina passa a operar com velocidade fixa definida pela frequência do sistema, Figura 2.3(a). O acoplamento mecânico entre a turbina e o gerador é feito através de um multiplicador de velocidade. Uma das desvantagens é que esse tipo de topologia possui baixo desempenho aerodinâmico. Além disso, devido a falta de um controle da potência gerada, as rápidas variações da velocidade do vento resultam em variações de potência ativa e oscilações mecânicas. Outro problema desse tipo de topologia é que o consumo de potência reativa dos geradores de indução prejudica a estabilidade de tensão da rede local, sendo assim necessita-se instalar bancos capacitores para diminuir esse impacto (Richardson and Mcnerney, 1993; Tarnowski, 2006). Por outro lado, a vantagem dessa topologia é ser simples e robusta.

Para permitir que geradores de indução trabalhem com velocidade variável é empregado um inversor que pode possuir a mesma potência da máquina, Figura 2.3(c), ou parte dela, Figura 2.3(e), sendo conectada para isso no circuito do rotor, por outro lado a topologia apresentada na Figura 2.3(e) requer que o gerador de indução seja de rotor bobinado. A grande vantagem de máquinas que operam com velocidade variável é poder otimizar a energia extraída do vento. Ao mesmo tempo, as oscilações mecânicas da instalação e as oscilações da potência ativa gerada, devida as variações na velocidade do vento, podem ser minimizadas a partir da variação da velocidade de rotação da turbina (Tarnowski, 2006).

³IG e SG são as siglas em inglês para Induction Generator e Synchronous Generator, respectivamente.

A estrutura que emprega máquinas síncrona requer que o conversor tenha a mesma potência que o gerador. Além disso, o gerador pode ser excitado eletricamente, Figura 2.3(b), ou via ímãs permanentes, Figura 2.3(d), (Stiebler, 2008). Em máquinas desse tipo há números de polos suficientes para permitir que o aerogerador seja conectado à rede de conexão dispensando o uso de um multiplicador de velocidade. Isso compensa, até certa forma, o custo com o conversor de potência, apresentando também uma redução nos custos com manutenção e aumentando a eficiência mecânica do aerogerador.

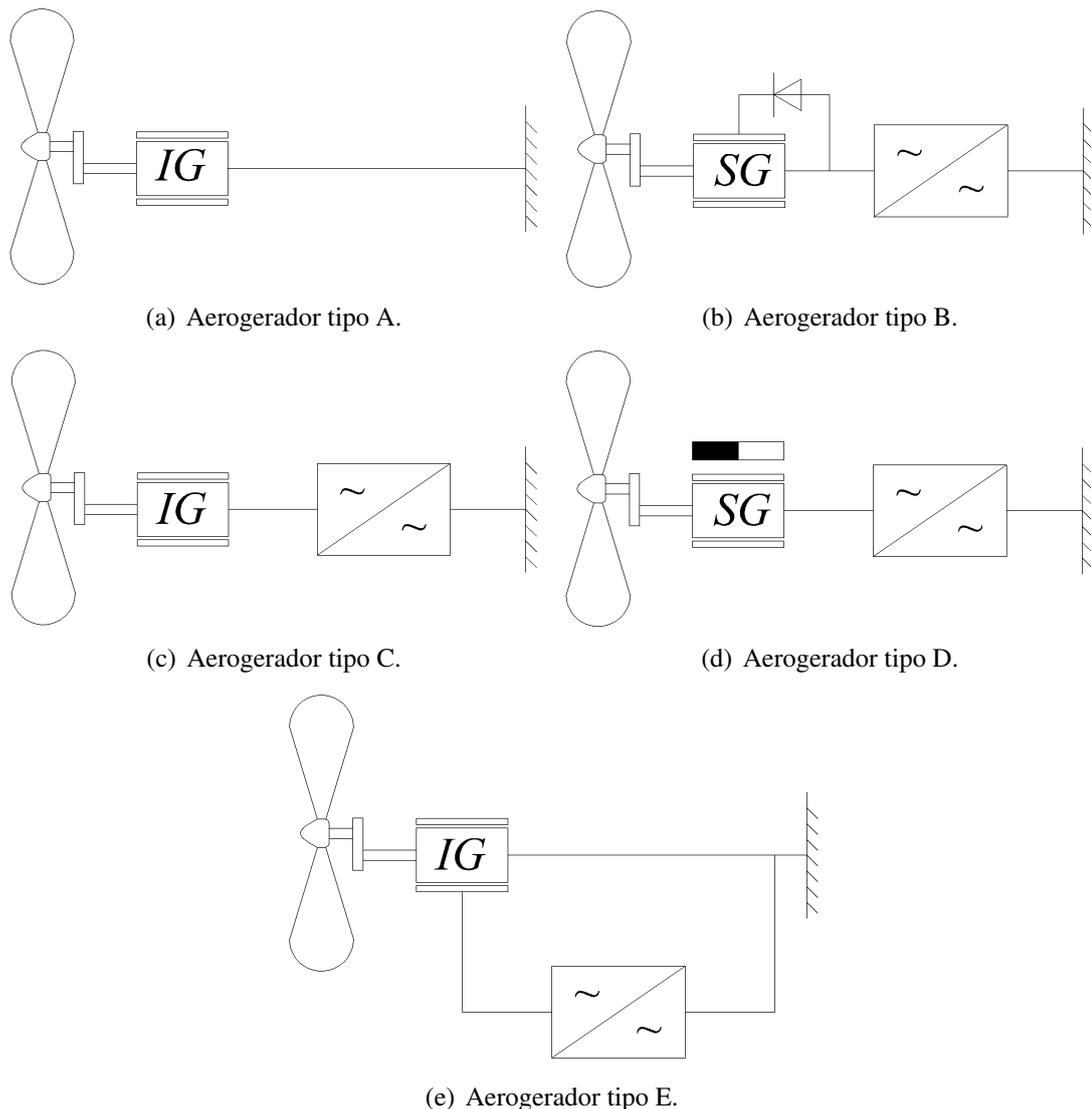


Figura 2.3: Topologia de aerogeradores considerando a velocidade de rotação da turbina.

Outra característica que distingue os aerogeradores que utilizam turbinas de eixo horizontal refere-se a maneira como a potência ativa fornecida pela máquina é limitada. Quando a velocidade de rotação da turbina excede à nominal, a potência ativa fornecida pelo aerogerador passa a ser limitada à potência nominal por meio de algum sistema de controle aerodinâmico. Os mais comuns são controle de ângulo de passo, estol ativo e estol passivo. No controle do ângulo de passo (sistema implementado neste trabalho) as pás são giradas para cima (0° a 90°) a

fim de limitar a potência a ser capturada pelo vento. O controle estol ativo opera da mesma forma que o controle por ângulo de passo, porém as pás são giradas para baixo (0° a -90°)⁴. No controle estol passivo a aerodinâmica da turbina é projetada a fim de regular a potência ativa de saída quando a velocidade do vento excede seu valor nominal. Atualmente, o controle de potência estol e estol ativo não são utilizados em turbinas com velocidade variável (Ackermann, 2005).

Na Tabela 2.1 são assinaladas as combinações típicas entre maneira em que o aerogerador é operado (velocidade fixa ou variável) e a forma como a potência fornecida é limitada, encontradas na indústria de aerogeradores, conforme apresentado em (Ackermann, 2005). De acordo com esses dados, apenas aerogeradores de velocidade fixa são projetados para limitar a potência fornecida ao ponto comum de conexão com controle estol e estol ativo.

Tabela 2.1: Combinações entre a forma de operação do aerogerador (velocidade fixa ou variável) e a limitação de potência ativa encontradas na indústria. Fonte (Ackermann, 2005).

Topologia	Velocidade	Limitação de Potência		
		Estol	Passo	Estol Ativo
Tipo A	Fixa	X	X	X
Tipo B	Variável		X	
Tipo C	Variável		X	
Tipo D	Variável		X	
Tipo E	Variável		X	

2.2 Gerador de Indução

Conforme mencionado na Seção 2.1, geradores de indução (IG) com rotor em gaiola e com rotor bobinado são empregados em sistemas de geração eólica em parques eólicos equipados com AVF-SCIG e AVV-DFIG, respectivamente, para converter a energia mecânica rotacional da turbina em energia elétrica. Para isso, são utilizadas máquinas trifásicas conectadas à rede somente via estator para tecnologias que utilizam AVF-SCIG ou via estator e rotor para tecnologias que empregam AVV-DFIG.

Nesta seção é desenvolvida a modelagem do gerador indução com rotor em gaiola e com dupla alimentação apresentando as particularidades de cada caso. Para tanto, se considera: simetria elétrica e espacial entre as três fases tanto no estator quanto no rotor, distribuição senoidal do campo magnético no entreferro, circuito magnético linear, perdas magnéticas e mecânicas desprezíveis, fluxo de potência elétrica saindo da máquina. Antes de apresentar o modelo do gerador, vale a pena ressaltar algumas considerações:

1. Variáveis minúsculas referem-se a grandezas que variam com o tempo.

⁴Os valores de 90° e -90° do controle do ângulo de passo e estol ativo, respectivamente, são teóricos, pois na prática os atuadores possuem limitação.

2. Variáveis maiúsculas referem-se a grandezas em regime permanente.
3. Variáveis com til referem-se a variáveis complexas.

O gerador de indução com rotor bobinado empregado em AVV-DFIG pode ser representado pelo modelo de quinta ordem expresso em termos das derivadas do fluxo magnético de estator e de rotor, no sistema de coordenadas dq e no referencial síncrono em pu, com todas as variáveis do rotor referenciadas ao circuito de estator (Reginatto, 2006)

$$\frac{\dot{\lambda}_{ds}}{\omega_b} = -\frac{R_s}{\sigma L_s} \lambda_{ds} + \omega_e \lambda_{qs} + \frac{R_s k^2}{\sigma L_m} \lambda_{dr} - v_{ds} \quad (2.1)$$

$$\frac{\dot{\lambda}_{qs}}{\omega_b} = -\frac{R_s}{\sigma L_s} \lambda_{qs} - \omega_e \lambda_{ds} + \frac{R_s k^2}{\sigma L_m} \lambda_{qr} - v_{qs} \quad (2.2)$$

$$\frac{\dot{\lambda}_{qs}}{\omega_b} = -\frac{R_r}{\sigma L_r} \lambda_{dr} + (\omega_e - \omega_r) \lambda_{qr} + \frac{R_r k^2}{\sigma L_m} \lambda_{ds} - v_{dr} \quad (2.3)$$

$$\frac{\dot{\lambda}_{qr}}{\omega_b} = -\frac{R_r}{\sigma L_r} \lambda_{qr} - (\omega_e - \omega_r) \lambda_{dr} + \frac{R_r k^2}{\sigma L_m} \lambda_{ds} - v_{qr} \quad (2.4)$$

sendo $k^2 = \frac{L_m^2}{L_s L_r}$; $\sigma = 1 - k^2$; R_s e L_s a resistência e a indutância de estator, respectivamente; R_r e L_r a resistência e a indutância de rotor, respectivamente, referenciadas ao rotor; L_m a indutância mútua. No caso do gerador de indução empregado em AVF-SCIG o rotor está curto-circuitado, com isso tem-se $v_{dr} = v_{qr} = 0$. Também seria possível a escolha das correntes de estator e de rotor como variáveis de estado ao invés dos fluxos, porém a solução do sistema de equações demandaria maior esforço computacional dada a complexidade do modelo (Tarnowski, 2006). A dinâmica da velocidade de rotor, ω_r , que compõem o modelo de quinta ordem do gerador de indução será apresentada na Seção 2.3.

A partir dos fluxos de estator e rotor, o torque eletromagnético e as correntes de estator e rotor podem ser obtidos por

$$T_e = -\frac{k^2}{\sigma L_m} (\lambda_{qs} \lambda_{dr} - \lambda_{ds} \lambda_{qr}) \quad (2.5)$$

$$i_{ds} = \frac{1}{\sigma L_s} \lambda_{ds} - \frac{k^2}{\sigma L_m} \lambda_{dr} \quad (2.6)$$

$$i_{qs} = \frac{1}{\sigma L_s} \lambda_{qs} - \frac{k^2}{\sigma L_m} \lambda_{qr} \quad (2.7)$$

$$i_{dr} = \frac{1}{\sigma L_r} \lambda_{dr} - \frac{k^2}{\sigma L_m} \lambda_{ds} \quad (2.8)$$

$$i_{qr} = \frac{1}{\sigma L_r} \lambda_{qr} - \frac{k^2}{\sigma L_m} \lambda_{qs} \quad (2.9)$$

enquanto que as potências ativa e reativa de estator e de rotor do AVF-SCIG e do AVV-DFIG

em pu podem ser obtidas por

$$P_s = v_{ds}i_{ds} + v_{qs}i_{qs} \quad (2.10)$$

$$Q_s = v_{ds}i_{qs} - v_{qs}i_{ds} \quad (2.11)$$

$$P_r = v_{dr}i_{dr} + v_{qr}i_{qr} \quad (2.12)$$

$$Q_r = v_{dr}i_{qr} - v_{qr}i_{dr} \quad (2.13)$$

sendo as correntes calculadas pelas equações (2.6) - (2.9) e $v_{dr} = v_{qr} = 0$ para o caso do AVF-SCIG.

Neste trabalho, adota-se o modelo de quinta ordem para representar o gerador de indução, pois em estudos de transitórios eletromecânicos, desprezar as derivadas de fluxo magnético de estator com o intuito de reduzir a ordem do modelo do gerador de indução pode levar a erros de interpretação (Kayıkçı and Milanovic, 2008). Contudo, a fim de obter uma compreensão mais ampla da interação entre o parque eólico e o sistema potência, também será apresentado o modelo de terceira ordem do gerador de indução representando-o como uma fonte de tensão atrás de uma impedância transitória.

A redução do modelo é obtida omitindo-se os transitórios do fluxo de estator nas equações (2.1) e (2.2), $\dot{\lambda}_{ds} = \dot{\lambda}_{qs} = 0$, e definindo as seguintes tensões internas como variáveis de estados (Carrillo, 2000; Ekanayake et al., 2003; Gaspareto and Reginatto, 2006)

$$\omega_s \frac{X_m}{X_r} \lambda_{qr} \quad (2.14)$$

$$-\omega_s \frac{X_m}{X_r} \lambda_{dr} \quad (2.15)$$

e o escorregamento igual a

$$s = 1 - \omega_r \quad (2.16)$$

estando ω_r em pu.

Rearranjando as equações (2.14), (2.15) e (2.16) em (2.1) - (2.4) tem-se o modelo algébrico-diferencial de 3ª ordem

$$v_{ds} = e_d - R_s i_{ds} + X' i_{qs} \quad (2.17)$$

$$v_{qs} = e_q - R_s i_{qs} - X' i_{ds} \quad (2.18)$$

$$\dot{e}_d = -\frac{1}{T_r} (e_d - (X_s - X') i_{qs}) + s\omega_s e_q - \frac{\omega_s X_m}{X_r} v_{qr} \quad (2.19)$$

$$\dot{e}_q = -\frac{1}{T_r} (e_q + (X_s - X') i_{ds}) - s\omega_s e_d + \frac{\omega_s X_m}{X_r} v_{dr} \quad (2.20)$$

sendo $X' = X_s - \frac{X_m^2}{X_r}$ e $T_r = \frac{X_m}{R_r}$.

Definindo $\tilde{e} = e_d + je_q$ as equações (2.17)-(2.20) podem ser agrupadas em variáveis complexas na forma

$$\tilde{v}_s = \tilde{e} - (R_s + jX') i_s \quad (2.21)$$

$$\dot{\tilde{e}} = \omega_s \left[\frac{1}{T_r} \left(\tilde{e} + j \frac{X_m^2}{X_r} i_s - js\tilde{e} + j \frac{X_m}{X_r} v_r \right) \right] \quad (2.22)$$

sendo que em regime a equação (2.21) e (2.22) são dadas por

$$\tilde{V}_s = \tilde{E} - (R_s + jX') I_s \quad (2.23)$$

$$\frac{sX_r}{X_m} \tilde{E} = \tilde{V}_r + R_r I_r. \quad (2.24)$$

As relações algébricas (2.23) e (2.24) podem ser traduzidas em um circuito elétrico, o que permite representar o gerador de indução por uma tensão atrás de uma impedância transitória conforme mostra a Figura 2.4. Os parâmetros do gerador podem ser encontrados na Tabela A.2 do Apêndice A.

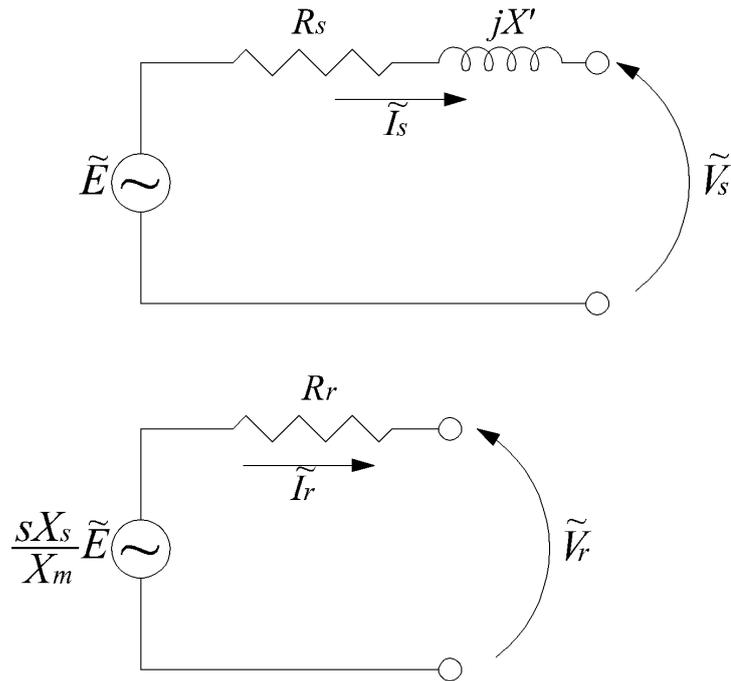


Figura 2.4: Circuito elétrico equivalente do gerador de indução. Fonte: (Reginatto et al., 2009).

2.3 Sistema Mecânico

O sistema mecânico dos aerogeradores é responsável por transmitir a energia mecânica rotacional desenvolvida na turbina para o gerador elétrico. A potência gerada pelo aerogera-

dor pode ser afetada por estas oscilações torcionais se propagando pelo rede elétrica. Esse fenômeno pode ocorrer por influência de variações do torque eletromagnético produzidas por faltas no sistema elétrico ou chaveamentos de cargas, por exemplo, além de variações do torque mecânico. A amplitude das oscilações, frequência, a formam como se propagam pela rede e o amortecimento dependem das características construtivas do aerogerador e do sistema de controle envolvido (Pereira, 2007; Ackermann, 2005).

Como neste trabalho também objetiva-se analisar aspectos transitórios da conexão de um parque eólico em sistemas de potências, torna-se relevante empregar um modelo para o sistema mecânico que represente a interação entre as oscilações mecânicas em variáveis elétricas. Alguns resultados apontam que é suficiente incluir na modelagem apenas o primeiro modo de oscilação, embora existam infinitos, o que pode ser feito através do modelo de duas massas, conforme ilustra a Figura 2.5 (Akhmatov, 2003a).

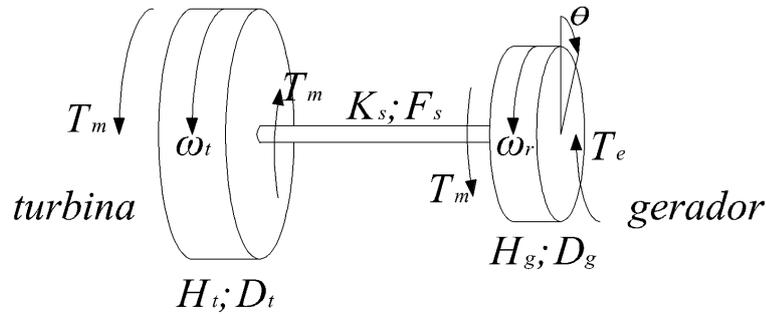


Figura 2.5: Representação do sistema mecânico pelo modelo de duas massas (Akhmatov, 2003a; Ackermann, 2005; Pereira, 2007; Tarnowski, 2006).

A dinâmica do modelo de duas massas, que representa o sistema mecânico, pode ser escrita na forma

$$\dot{w}_t = \frac{1}{2H_t}(T_t - K_s\theta - D_t w_t) \quad (2.25)$$

$$\dot{w}_r = \frac{1}{2H_g}(K_s\theta - T_e - D_g w_r) \quad (2.26)$$

$$\dot{\theta} = w_b(w_t - w_r) \quad (2.27)$$

sendo w_t é a velocidade de rotação da turbina em pu, w_r é a velocidade de rotação do rotor do gerador em pu, T_t o torque aerodinâmico da turbina em pu, T_e o torque eletromagnético em pu, K_s a constante de rigidez torsional do sistema mecânico em pu/rad, D_t o coeficiente de amortecimento do rotor da turbina em pu, D_g o coeficiente de amortecimento do rotor do gerador em pu, w_b a frequência base em rad/s, θ é o ângulo de torção em rad, H_t momento de inércia equivalente da turbina e H_g o momento de inércia do rotor do gerador, ambas em segundos (Akhmatov, 2003a). Os parâmetros do sistema mecânico podem ser encontrados na Tabela A.3 do Apêndice A.

2.4 Modelo do Conversor Bidirecional

O conversor de potência empregado em AVV-DFIG está instalado entre o rotor e a rede elétrica a fim de permitir o intercâmbio de potência. A configuração mais utilizada é do tipo back-to-back composto por dois inversores VSI-PWM com transistores IGBT⁵ compartilhando um elo de corrente contínua e um filtro conectado entre o conversor e a rede elétrica. O elo é formado por um capacitor responsável por limitar as variações de tensão contínua (ripple) e o filtro por um circuito RL série cuja finalidade é atenuar os harmônicos gerados devido ao chaveamento dos transistores. A Figura 2.6 mostra o diagrama esquemático do conversor bidirecional conectado entre o rotor e a rede elétrica.

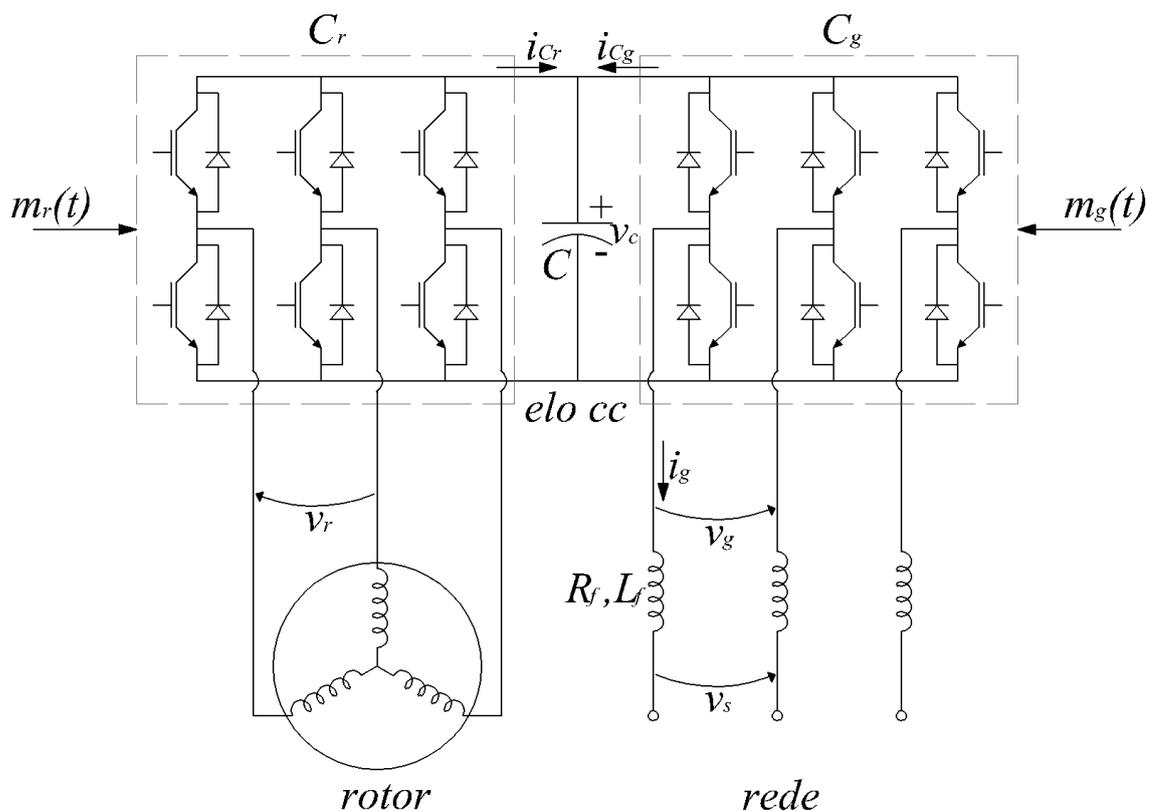


Figura 2.6: Diagrama esquemático do conversor bidirecional instalado no AVV-DFIG.

O inversor instalado ao lado do rotor (C_r) gera tensões de rotor com a frequência de escorregamento segundo um sistema de controle, permitindo que o aerogerador opere com velocidade variável (Lara-Anaya et al., 2009). Com isso é possível controlar a potência ativa e reativa fornecida pela estator do AVV-DFIG. Já o inversor instalado do lado da rede (C_g) gera tensões na rede com frequência síncrona no intuito de controlar a tensão no elo de corrente contínua e a potência reativa fornecida pelo rotor da máquina permitindo fluxo de potência.

O modelo do conversor bidirecional inclui: a modelagem dos inversores instalado do lado

⁵VSI-PWM e IGBT são as siglas em inglês para *Voltage Source Inverter with Pulse With Modulation* e *Insulate Gate Bipolar Transistor*.

de rotor (C_r) e da rede (C_g), a dinâmica do elo de corrente contínua e a modelagem dos controladores de corrente (Tarnowski, 2006). Como objetiva-se estudar aspectos transitórios, algumas simplificações são realizadas no modelo do conversor bidirecional sem que isso distorça os resultados. Essas considerações serão apresentadas nas próximas subseções.

2.4.1 Elo de Corrente Contínua

A partir da Figura 2.6 tem-se que a dinâmica do elo de corrente contínua em pu é dada por (Tarnowski, 2006)

$$\dot{v}_c = \frac{\omega_b}{C}(i_{Cr} - i_{Cg}) \quad (2.28)$$

sendo v_c a tensão no capacitor, C a capacitância do capacitor, i_{Cr} a corrente contínua que flui pelo inversor instalado do lado do rotor, i_{Cg} a corrente contínua que flui pelo inversor instalado do lado da rede e ω_b a frequência base.

Multiplicando a equação (2.28) por v_c , é possível escrever a dinâmica da tensão do elo de corrente contínua em função da variação de potência ativa do inversor instalado do lado do rotor e do inversor instalado do lado da rede

$$\dot{v}_c = \frac{\omega_b}{Cv_c}(P_r - P_g). \quad (2.29)$$

Em regime permanente tem-se $\dot{v}_c = 0$ e portanto $P_r = P_g$ (desconsiderando as perdas nos inversores).

2.4.2 Inversor da Rede e do Rotor

Como a frequência do sistema é menor que a frequência de chaveamento dos semicondutores, o conversor de potência utilizado para acoplar o circuito de rotor ao circuito de estator do gerador de indução de rotor bobinado é representado por um modelo na frequência fundamental. Além disso, as perdas devido ao chaveamento dos semicondutores não são consideradas.

O inversor VSI-PWM instalado do lado do rotor (C_r) é modelado como um fonte de tensão controlada. A tensão gerada pelo C_r no sistema de coordenadas dq e em pu pode ser expressa por (Hiti et al., 1994; Hiti and Boroyevich, 1996; Mao et al., 1998)

$$\begin{cases} v_d = m_d v_c \\ v_q = m_q v_c \end{cases}, \forall \quad 0 \leq m_d^2 + m_q^2 \leq m_{max}$$

sendo v_d e v_q as tensões geradas, m_d e m_q funções que representam o índice de modulação dos semicondutores de potência e v_c a tensão no capacitor do elo de corrente contínua. Os subíndices d e q referem-se aos eixos direto e em quadratura, respectivamente, e m_{max} é o

índice de modulação máximo. Para realizar os controles de potência ativa e reativa, tipicamente são implementados controles de corrente sobre o C_r .

Por outro lado, o inversor instalado do lado da rede (C_g) pode ser modelado como uma fonte de corrente controlada ou uma fonte de tensão controlada. O último caso requer a modelagem das malhas de controle de corrente cuja dinâmica é rápida e exige maior esforço computacional (Kayikçi and Milanovic, 2008).

Neste trabalho, C_g é representado por uma fonte de corrente controlada por corrente com magnitude e ângulo dependente da potência ativa de rotor e pelo fator de potência do conversor, respectivamente,

$$\tilde{I}_g = \frac{P_r - jQ_g}{\tilde{V}_s^*} \quad (2.30)$$

sendo \tilde{I}_g a corrente que flui do conversor instalado do lado da rede para os terminais do AVV-DFIG conforme mostra a Figura 2.6, \tilde{V}_s^* o conjugado da tensão de estator, Q_g a potência reativa fornecida/absorvida por C_g e P_r a potência ativa de rotor.

Considerando que a máquina esteja operando com fator de potência unitário, a corrente que flui de C_g para rede, apresentada na equação (2.30), passa a ser dada por

$$\tilde{I}_g = \frac{P_r}{V_s^*}. \quad (2.31)$$

2.4.3 Controle de Potência Ativa e Reativa

A técnica utilizada para controlar as grandezas elétricas do AVV-DFIG consiste em decompor a corrente de rotor nas coordenadas dq (Lara-Anaya et al., 2009). A partir da corrente i_{dr} é possível controlar a potência ativa de estator ou o torque. Através da corrente i_{qr} é possível controlar a potência reativa de estator, a tensão terminal ou fator de potência. A tensão no elo de corrente contínua e a potência reativa fornecida pelo inversor instalado do lado da rede podem ser controladas manipulando as correntes i_{dq} e i_{qq} , respectivamente. Neste trabalho, a corrente i_{dr} é utilizada para controlar a potência ativa de estator e i_{qr} a potência reativa de estator.

Potência Ativa

Considerando um alinhamento da tensão de estator com o eixo direto no referencial síncrono, $v_{qs} = 0$, e a operação do AVV-DFIG em regime permanente, as equações (2.10) e (2.12) passam a ser dadas por (Tarnowski, 2006)

$$P_s = -\frac{1}{R_s^2 + X_s^2} \left[(X_s I_{dr} - R_s I_{qr}) X_m V_{ds} + R_s V_{ds}^2 \right] \quad (2.32)$$

$$P_r = \frac{s}{R_s^2 + X_s^2} \left[(X_s I_{dr} + R_s I_{qr}) X_m V_{ds} - R_s X_m^2 I_r^2 \right] - R_r I_r^2 \quad (2.33)$$

sendo as correntes e tensões expressas por letras maiúsculas para denotar a condição de regime permanente e $I_r = I_{dr}^2 + I_{qr}^2$ a corrente de rotor.

Desprezando as resistências de estator e de rotor, $R_s = R_r = 0$, as equações (2.32) e (2.33) podem ser reescritas da seguinte forma

$$P_s \approx -\frac{X_m}{X_s} I_{dr} V_{ds} \quad (2.34)$$

$$P_r \approx s \frac{X_m}{X_s} I_{dr} V_{ds}. \quad (2.35)$$

Somando (2.34) e (2.35) tem-se a potência ativa total fornecida pelo AVV-DFIG

$$P_a \approx -(1 - s) \frac{X_m}{X_s} I_{dr} V_{ds}. \quad (2.36)$$

Como o escorregamento, s , possui uma dinâmica lenta, o termo $1 - s$ se aproxima de uma constante e como a tensão de eixo direto de estator, V_{ds} , deve se situar dentro de limites estreitos em regime de funcionamento normal, o controle de potência ativa do aerogerador pode ser realizado manipulando a corrente I_{dr} .

Potência Reativa

A potência reativa total produzida ou consumida pelo AVV-DFIG, Q_a , é dada pela soma da potência reativa de estator e do conversor do lado da rede

$$Q_a = Q_s + Q_g \quad (2.37)$$

sendo que o controle de Q_a , pode ser implementado regulando-se Q_s e Q_g separadamente. Considerando um alinhamento da tensão de estator, $v_{qs} = 0$, a potência reativa de estator dada pela equação (2.11) e a potência reativa fornecida pelo inversor instalado do lado da rede são

$$Q_s = v_{ds} i_{qs} \quad (2.38)$$

$$Q_g = v_{dg} i_{qg} \quad (2.39)$$

sendo que em regime permanente a equação (2.38) passa a ser

$$Q_s = -\frac{1}{R_s^2 + X_s^2} \left((R_s I_{dr} + X_s I_{qr}) X_m V_{ds} - X_s V_{ds}^2 \right). \quad (2.40)$$

Desprezando a resistência de estator, para uma análise qualitativa, chega-se a

$$Q_s \approx -\frac{X_m}{X_s} V_{ds} I_{qr} + \frac{V_{ds}^2}{X_s}. \quad (2.41)$$

Conforme mencionado, a tensão de eixo direto de estator, V_{ds} , deve se situar dentro de limites estreitos aproximando os termos $\frac{X_m}{X_s} V_{ds}$ e $\frac{V_{ds}^2}{X_s}$ de valores constantes. Com isso a potência reativa do AVV-DFIG pode ser regulada manipulando I_{qr} .

Em geral, o conversor não é operado para gerar potência reativa para que sua capacidade seja totalmente utilizada para fornecer potência ativa, portanto $Q_g = 0$. Para que isso ocorra $\dot{i}_{qg} = 0$.

Considere que o AVV-DFIG seja operado para gerar potência reativa somente através do estator. Poderia se pensar que a capacidade de fornecer potência ativa do conversor (que corresponde a aproximadamente 30% da potência total) não seria influenciada por esse modo de operação, uma vez que esse equipamento é conectado para permitir o intercâmbio de potência entre o rotor e a rede. Contudo, a potência reativa do conversor instalado do lado do rotor (C_r) em regime permanente passa a ser calculada por (Tarnowski, 2006)

$$Q_r = -\frac{s}{R_s^2 + X_s^2} ((R_s I_{dr} - X_s I_{qr}) X_m V_{ds} + X_s X_m^2 I_r^2) + s X_r I_r^2 \quad (2.42)$$

sendo $I_r^2 = I_{dr}^2 + I_{qr}^2$. Nota-se que um aumento no fluxo de potência reativa de estator a partir da manipulação da corrente I_{qr} levará a um aumento no fluxo de potência reativa de rotor, limitando a potência ativa máxima que pode ser transferida à rede via conversor. Neste trabalho, nas análises que envolvem aspectos transitórios, o AVV-DFIG é operado somente com fator de potência unitário a fim de otimizar a capacidade do conversor em fornecer potência ativa.

Com o intuito de realizar uma análise qualitativa, a dedução para o controle da potência reativa de estator não considerou R_s . Isso é válido já que essa resistência é muito pequena e permite extrair interpretações mais simples a respeito das variáveis que influenciam na potência reativa. Então, sendo $R_s \neq 0$ existe uma parcela dependente da corrente I_{dr} na equação (2.11) dada por

$$Q'_s = -\frac{R_s X_m V_{ds} I_{dr}}{R_s^2 + X_s^2} \quad (2.43)$$

que faz com que a máquina não opere com fator de potência unitário.

Controlador de Potência Ativa e Reativa

A Figura 2.7 mostra, em diagrama de blocos, a estratégia implementada para controlar a potência ativa e reativa de estator pelo inversor C_r , sendo P_a^{ref} a referência para a potência ativa

total gerada pelo AVV-DFIG e Q_s^{ref} a referência para a potência reativa de estator. Nas análises apresentadas neste trabalho em que se considera aspectos transitórios, o AVV-DFIG opera com fator de potência unitário, portanto $Q_s^{ref} = 0$ e P_a^{ref} é dada pela diferença entre a potência ativa calculada pela estratégia MPT e as perdas elétricas de estator e rotor do AVV-DFIG. Os parâmetros da malha de controle são apresentados na Tabela A.4 do Apêndice A.

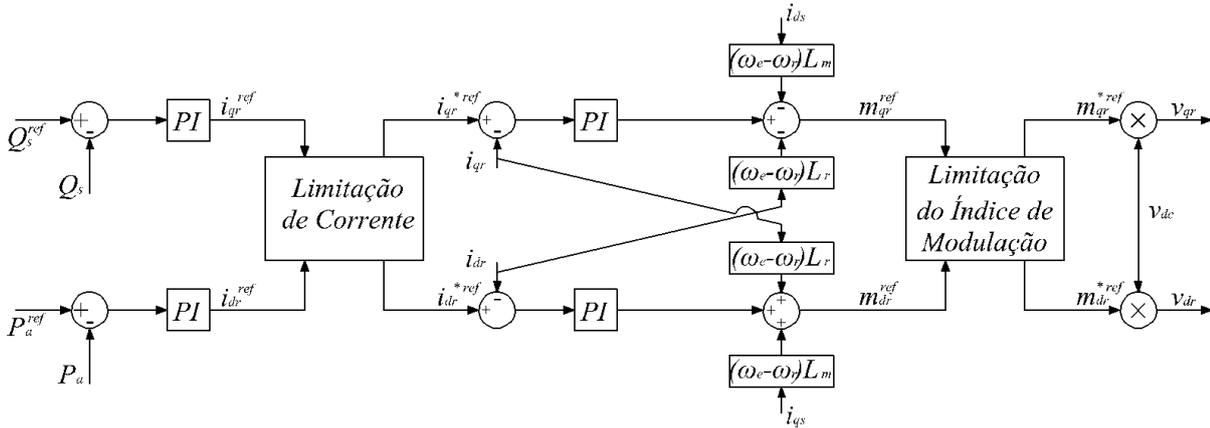


Figura 2.7: Malha de controle empregada para controlar a potência ativa e reativa do AVV-DFIG.

Observa-se que tanto a referência para a corrente de rotor como o índice de modulação, são limitados de maneira a preservar a integridade do conversor. Algumas formas possíveis de implementar essa limitação são: (1) restringindo a potência ativa; (2) restringindo a potência reativa; (3) restringindo a potência ativa e reativa simultaneamente. Neste trabalho, adota-se a estratégia (1) para limitar a referência de corrente de rotor e o índice de modulação e assim assegurar que o parque contribua com o fornecimento de reativos.

As figuras 2.8(a) - 2.8(c) apresentam três casos ilustrando como essa condição influencia na corrente de rotor. Essas conclusões também se aplicam ao bloco que limita a amplitude do índice de modulação. Na Figura 2.8(a) a referência para a corrente de rotor não é afetada, pois sua amplitude não ultrapassa o valor de i_{max} . Quando $i_{qr}^{ref} > i_{max}$, conforme mostra a Figura 2.8(b), a corrente de rotor passa a ser dada por $i_{dr}^{*ref} = 0$ e $i_{qr}^{*ref} = i_{max}$ de forma a fornecer a máxima potência reativa possível. Para $i_r^{ref} > i_{max}$ com $i_{qr}^{ref} < i_{max}$ a corrente i_{dr}^{ref} é reduzida até que i_r^{ref} seja igual a i_{max} preservando o valor de i_{qr}^{ref} conforme mostra a Figura 2.8(c).

2.5 Turbina Eólica

Há diversas maneiras de realizar a modelagem da turbina eólica sendo que as mais empregadas são: (1) o método do momento do elemento de pá, (2) aproximação algébrica através do coeficiente de desempenho C_P , (3) aproximação com a curva de potência do gerador. Em

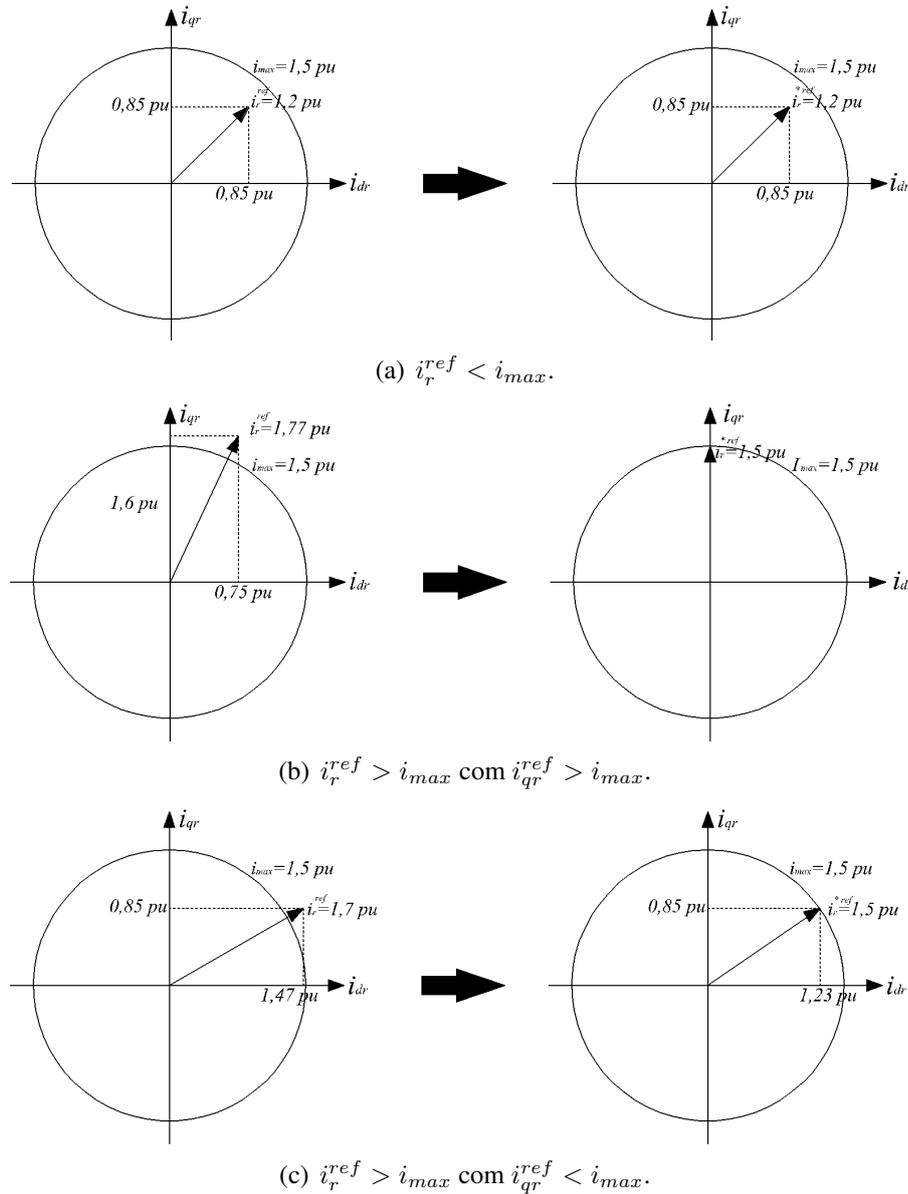


Figura 2.8: Exemplos da operação do bloco responsável por limitar a corrente de referência de rotor no inversor C_r .

(1) é necessário gerar um campo de velocidade atuante em toda a superfície varrida pelas pás da turbina incluindo a correlação espacial. Apesar de ser um método em que os resultados são mais precisos, demanda elevado recurso computacional e uma grande quantidade de informações a respeito da geometria das pás da turbina. O modelo desenvolvido em (2) não requer informações detalhadas da geometria da turbina, mas apenas da função $C_P(\lambda, \beta)$ que a representa e de seus valores. A desvantagem desta modelagem é dada pela representação estática do modelo aerodinâmico da turbina. Com isso, variações na velocidade do vento são traduzidas em variações bruscas de torque sendo que na prática essas mudanças são suaves. A abordagem desenvolvida em (3) além de não considerar a dinâmica do fluxo de ar também é omitida a dependência do coeficiente $C_P(\lambda, \beta)$, pois esse é considerado sempre em seu valor máximo. Com isso, o controle do aerogerador fica incorporado em sua curva de potência. Para fins de estudo de sistemas

elétricos de potência, a turbina eólica é modelada com base na aproximação algébrica através do coeficiente C_P também denominado coeficiente de potência (Tarnowski, 2006).

A potência contida no vento em uma área varrida pelas pás da turbina é dada por

$$P_v = \frac{1}{2} \rho_{ar} A V_v^3 \quad (2.44)$$

sendo ρ_{ar} a densidade do ar, A a área varrida pelas pás da turbina, V_v a velocidade do vento.

Como a potência mecânica fornecida pela turbina corresponde a uma parcela de P_v e varia de acordo com o ângulo de passo das pás, β , e com a velocidade de rotação específica λ dada por

$$\lambda = \frac{R \omega_t}{V_v} \quad (2.45)$$

pode-se escrever a potência fornecida pela turbina como uma relação algébrica da potência contida no vento levando-se em consideração a influência de β e λ (Burton et al., 2011; Ackermann, 2005; Tarnowski, 2006)

$$P_t = C_P(\lambda, \beta) P_v \quad (2.46)$$

sendo R a raio das pás, ω_t a velocidade de rotação da turbina e $C_P(\lambda, \beta)$ o coeficiente de potência (Burton et al., 2011).

O coeficiente C_P dita a eficiência aerodinâmica da turbina e estabelece uma relação não linear entre a potência gerada por esta e a potência contida no vento. Teoricamente, sabe-se que a energia máxima capturada por uma turbina equivale a $16/27 \approx 59,3\%$ da energia contida no vento, sendo denominado limite de Betz (Burton et al., 2011). Neste trabalho é utilizada a seguinte aproximação para o valor do coeficiente de potência conforme apresentada em (Heier, 1998)

$$C_P(\lambda, \beta) = a_1 \left(\frac{a_2}{\lambda_i} - a_3 \beta - a_4 \beta^{a_5} - a_6 \right) e^{-\frac{a_7}{\lambda_i}} \quad (2.47)$$

sendo $\lambda_i = \frac{1}{\lambda + a_8 \beta - \frac{a_9}{\beta^3 + 1}}$. Os parâmetros a_1 a a_9 são dependentes das características construtivas da turbina (Pereira, 2007). A Figura 2.9 ilustra as curvas $C_P(\lambda, \beta)$ para a turbina utilizada neste trabalho. Os parâmetros da turbina podem ser encontrados na Tabela A.5 do Apêndice A.

Na condição $\beta = 0^\circ$ e $\lambda = 9,7$ a energia mecânica fornecida pela turbina é máxima e corresponde a 47% da energia contida no vento. Apesar desse valor ser aproximadamente 20% menor que o definido pelo limite de Betz é considerado elevado já que na prática o C_P^{max} para a maioria das turbinas situa-se na faixa de $30 - 45\%$ (Tarnowski, 2006).

Nota-se também que o ponto de máxima captura da energia contida nos ventos diminui e desloca-se para a esquerda a medida que o ângulo de passo aumenta. Isso se deve ao fato do aumento do ângulo de ataque criar regiões de turbulência na parte superior da pás, aumentando a força de arrasto, conforme explicado pelo método do momento de elemento de pá (Tarnowski,

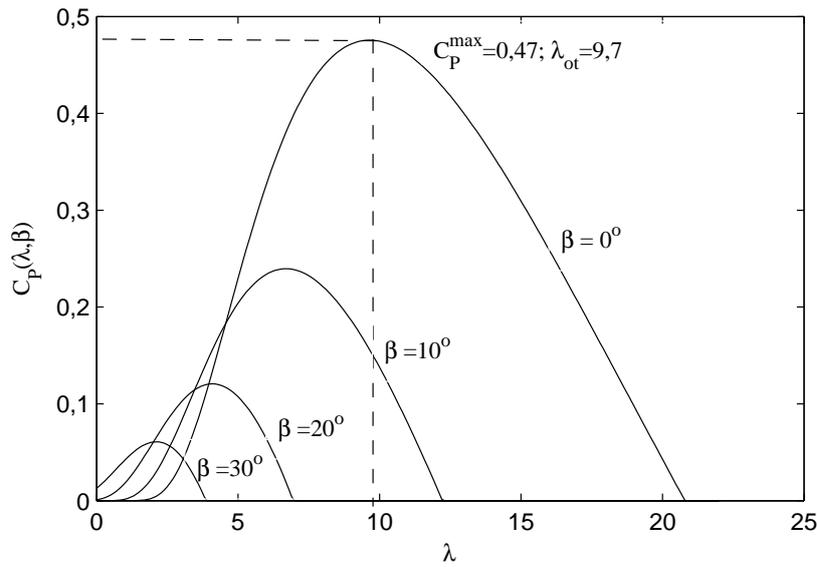


Figura 2.9: Curvas do coeficiente $C_P(\lambda, \beta)$.

2006).

Analisando somente a curva correspondente a $\beta = 0^\circ$, tem-se uma redução, devido ao efeito estol, na potência capturada pelo vento para $\lambda < \lambda_{ot}$ assim como para valores de $\lambda > \lambda_{ot}$, porém de menor intensidade. Dessa forma, para um melhor aproveitamento da energia eólica, a turbina deve operar com λ próximo de λ_{ot} , o que pode ser feito variando a velocidade de rotação da turbina conforme a variação da velocidade do vento, equação (2.45).

2.6 Máximo Aproveitamento da Potência do Vento

Conforme apresentado na Seção 2.5, a vantagem dos aerogeradores de velocidade variável (AVV) é poder ajustar a velocidade de rotação da turbina para maximizar a energia extraída do vento. Para isso, o ângulo de passo das pás é mantido na posição mínima, $\beta = 0^\circ$, e ω_t é continuamente ajustado de acordo com a variação da velocidade do vento, V_v , a fim de manter a velocidade de rotação específica próximo a λ_{ot} , Figura 2.9. Essa estratégia, denominada de máximo aproveitamento da potência do vento (MPT)⁶, é normalmente utilizada na operação dos AVV.

Sob estas condições, a potência máxima desenvolvida pela turbina resulta em

$$P_t^{max} = \frac{1}{2} \rho_{ar} A C_P^{max} V_v^3 \quad (2.48)$$

⁶Sigla em inglês que significa Maximum Power Tracking.

e a velocidade de rotação específica ótima da turbina

$$\lambda_{ot} = \frac{R\omega_t}{V_v}. \quad (2.49)$$

Explicitando a equação (2.49) em termos de V_v e substituindo esse resultado na equação (2.48), tem-se a potência máxima fornecida pela turbina em termos da sua velocidade de rotação

$$P_t^{max} = k_{ot}\omega_t^3 \quad (2.50)$$

sendo $k_{ot} = \frac{1}{2} \frac{\rho_{ar}AR^3C_P^{max}}{\lambda_{ot}^3}$.

Na prática, a velocidade de rotação da turbina não é ajustada para todos os valores de velocidade do vento. As figuras 2.10(a) e 2.10(b) ilustram a curva de potência implementada para o AVV-DFIG em função da velocidade do vento e da velocidade de rotação da turbina, respectivamente. Em ambas figuras a curva de potência fornecida pelo AVV-DFIG é definida pela linha contínua e as curvas tracejadas da Figura 2.10(b) referem-se a potência possível de ser fornecida pelo aerogerador com base nas equações (2.46) e (2.47) considerando $\beta = 0^\circ$.

Para facilitar o entendimento da operação do AVV-DFIG, a curva de potência fornecida pela turbina pode ser dividida em cinco partes:

1. Abaixo de V_v^{cut-in} , Figura 2.10(a), o conteúdo energético disponível no vento não justifica seu aproveitamento de maneira que o parque eólico é mantido desconectado.
2. A fim de evitar variações bruscas na potência fornecida pelo aerogerador, entre os pontos A e B a potência fornecida pela turbina, em pu, é dada por $P_t = \frac{k_1(\omega_t - \omega_t^{min})}{S_{base}}$, sendo $k_1 = k_{ot} \frac{(\omega_t^{min})^3}{(\omega_t^B - \omega_t^{min})}$, Figura 2.10(b).
3. O máximo aproveitamento da potência contida no vento é obtido entre os pontos B e C , Figura 2.10(b), sendo a potência fornecida pela turbina dada pela equação (2.50).
4. Novamente com o intuito de evitar variações bruscas na potência fornecida pelo aerogerador, entre os pontos C e D , a potência fornecida pela turbina é dada por $P_t = \frac{k_2(\omega_t - \omega_t^C) + K_{ot}(\omega_t^C)^3}{S_b}$ sendo $k_2 = \frac{P_t^n - P_t^C}{\omega_t^n - \omega_t^C}$, $P_t^C = k_{ot}(\omega_t^C)^3$, Figura 2.10(b). Desta maneira, a turbina é operada com velocidade praticamente constante, próxima da nominal, até a potência gerada atingir seu valor nominal.
5. Na região entre os pontos D e E , Figura 2.10(a), o mecanismo de limitação de velocidade da turbina, controle do ângulo de passo, é acionado e a potência fornecida pela turbina é mantida constante em seu valor nominal.
6. Quando a velocidade de vento atinge $V_v^{cut-off}$, Figura 2.10(a), o aerogerador é desconectado do sistema por motivos de segurança.

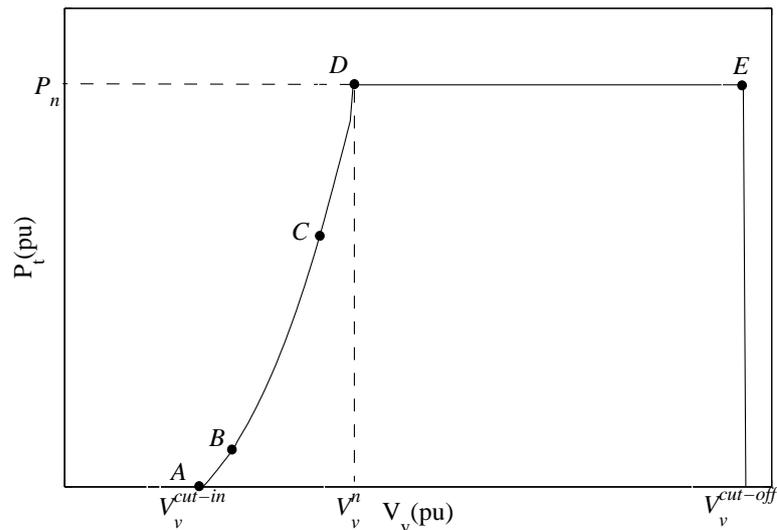
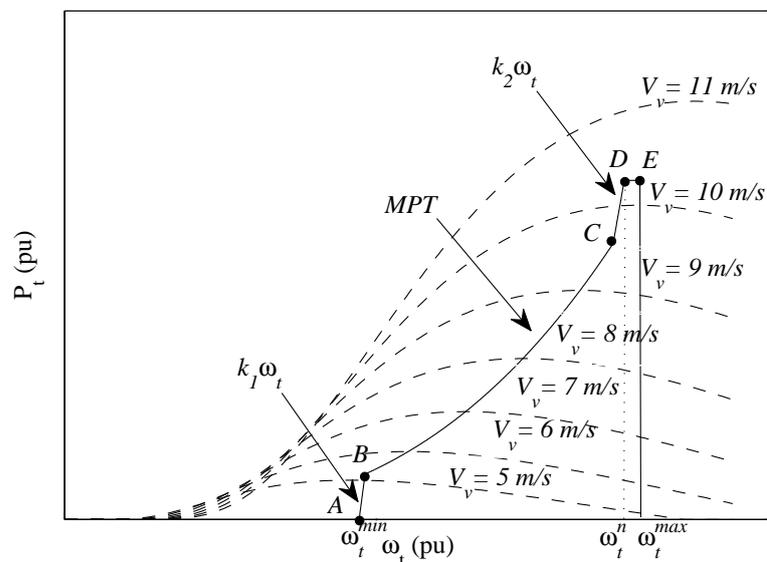
(a) P_t versus V_v .(b) P_t versus ω_t .

Figura 2.10: Curva de potência fornecida pelo AVV-DFIG.

As regiões entre os pontos $A - B$ e $C - D$, são implementadas para evitar variações abruptas na potência fornecida pelo parque eólico. Também é prática comum fazer com que o aerogerador seja desconectado em forma de rampa, para o caso em que a velocidade do vento atinge $V_v^{cut-off}$, e não de maneira brusca.

A Figura 2.11 mostra como a estratégia MPT é implementada neste trabalho para gerar a referência de potência ativa empregada no bloco de controle da Figura 2.7 e assim fazer com que a máquina forneça a maior quantidade de energia de acordo com a velocidade de vento atual. A partir da velocidade de rotação da turbina atual, ω_t , tem-se a potência de referência

fornecida pela turbina, P_t^{ref} . Subtraindo as perdas elétricas de estator e rotor do valor de P_t^{ref} chega-se a potência ativa total de referência, P_a^{ref} , que pode ser fornecida pelo AVV-DFIG.

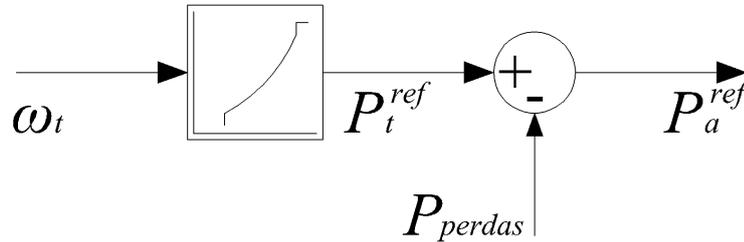


Figura 2.11: Implementação da estratégia MPT.

2.7 Controle do Ângulo de Passo

Sistemas de geração eólica que operam com estratégia MPT, como é o caso do AVV-DFIG, devem gerar toda a potência possível para valores de velocidade de vento inferiores à nominal (Seção 2.6). Já sistemas de geração eólica que operam com velocidade fixa, AVF-SCIG por exemplo, embora não otimizem a energia extraída do vento, para valores de velocidade do vento abaixo da nominal, operam livremente para gerar potência. Contudo, em ambas tecnologias quando a velocidade de vento excede à nominal, a velocidade de rotação da turbina deve ser limitada por algum sistema de controle (estol ativo, estol passivo ou controle de ângulo de passo). Neste trabalho, é implementado o controle do ângulo de passo para limitar a velocidade de rotação da turbina tanto para o AVF-SCIG quanto para o AVV-DFIG.

O ângulo de passo limita a velocidade de rotação da turbina à nominal e consequentemente a potência gerada pelo aerogerador, pois ω_t e P se relacionam através de $C_P(\lambda, \beta)$ e pela estrutura das malhas de controle. Para isso, se utiliza um controlador PI anti-windup e com $\omega_t^{ref} = \omega_t^n$. Quando a velocidade de rotação da turbina é inferior a sua velocidade nominal, o ângulo de passo repousa na posição mínima, $\beta = 0^\circ$. A partir do momento que ω_t ultrapassa ω_n , o controlador PI passa a limitar a velocidade de rotação tendo como referência a velocidade nominal da turbina.

Na prática o mecanismo de controle opera com limitações. Por exemplo, como utiliza-se o controle por ângulo de passo, a posição angular das pás da turbina deve variar entre 0° e 90° . Porém o sistema de controle implementado opera com limites mais estreitos, representado pela faixa $\beta^{min} - \beta^{max}$ (neste trabalho essa faixa vai de $0 - 45^\circ$) a fim de considerar a saturação dos atuadores. Além disso, a taxa de variação do ângulo de passo também deve ocorrer em determinados limites sendo que a taxa de subida difere da taxa de descida. Os valores utilizados nas simulações são $\frac{d\beta^{neg}}{dt} = 10^\circ/s$ e $\frac{d\beta^{pos}}{dt} = 5^\circ/s$. A Figura 2.12 ilustra em diagrama de blocos

a estrutura do sistema de controle do ângulo de passo implementada. Os parâmetros do sistema de controle do ângulo de passo podem ser encontrados na Tabela A.4 do Apêndice A.

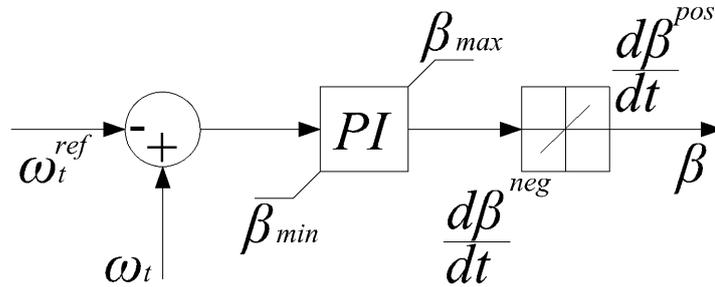


Figura 2.12: Implementação do controle do ângulo de passo das pás.

2.8 Estrutura de Modelagem em Diagrama de Blocos

Nas seções anteriores foram apresentados os modelos matemáticos dos principais componentes que integram o aerogerador de velocidade fixa com gerador de indução de rotor em gaiola (AVF-SCIG) e do aerogerador de velocidade variável com gerador de indução duplamente alimentado (AVV-DFIG). Nesta seção, serão analisadas as interações entre os modelos estudados a partir da representação em diagrama de blocos.

A Figura 2.13 mostra a estrutura em diagrama de blocos do AVF-SCIG empregada nesta dissertação. A turbina eólica é o equipamento responsável por converter a energia cinética do vento em energia mecânica rotacional, gerando um torque mecânico que interage com o gerador elétrico. O torque mecânico fornecido pela turbina é obtido dividindo a potência mecânica rotacional, dada pela equação (2.46), pela velocidade de rotação da turbina

$$T_t = \frac{P_t}{\omega_t}. \quad (2.51)$$

As entradas de β e ω_t no bloco que representa a turbina eólica são necessárias, pois a conversão de energia cinética do vento em energia elétrica é representada por uma aproximação algébrica através do coeficiente de desempenho, C_P , também denominado coeficiente de potência, sendo este função de λ e β . Caso a velocidade de rotação da turbina exceda seu valor nominal, o sistema de controle de limitação da velocidade de rotação da turbina, apresentado na Figura 2.12, altera o ângulo de passo das pás do aerogerador, β , para um valor maior que zero.

Conforme mencionado na Seção 2.3, o sistema mecânico é responsável por transmitir a energia mecânica da turbina ao gerador de indução, sendo este representado por um modelo de duas massas. Objetiva-se com isso considerar a influência das variáveis mecânicas em elétricas já que são considerados aspectos transitórios da conexão de centrais eólicas e também

devido aos modos mecânicos possuírem frequência próxima a frequência de operação do sistema elétrico de potência (SEP). Portanto, o torque mecânico e a velocidade de rotação da turbina interagem com o torque eletromagnético e com a velocidade de rotação do gerador de indução através do sistema de mecânica.

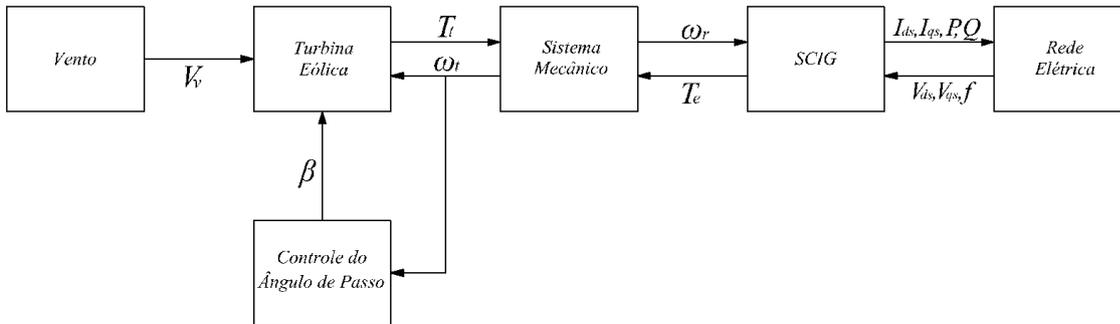


Figura 2.13: Estrutura de modelagem em diagrama de blocos do AVF-SCIG.

A Figura 2.14 mostra a estrutura em diagrama de blocos para o AVV-DFIG. Neste tipo de tecnologia, o gerador de indução é acoplado a rede elétrica através de um conversor de potência permitindo a operação da máquina em velocidade variável. Além do controle do ângulo de passo utilizado para regular a velocidade de rotação da turbina, também pode ser implementado um sistema de controle responsável regular a potência ativa, a potência reativa e a tensão no elo de corrente contínua. Ademais, como o aerogerador opera com velocidade variável, a energia fornecida pelo vento pode ser otimizada, o que é feito através da estratégia MPT. Nesta dissertação o conversor instalado do lado do rotor (C_r) é representado por uma fonte de tensão controlada e gera tensão de rotor na frequência de escorregamento. Já o conversor instalado do lado da rede (C_g) é representado por uma fonte de corrente controlada, sendo que a corrente elétrica fornecida por esse conversor possui a frequência de operação do SEP.

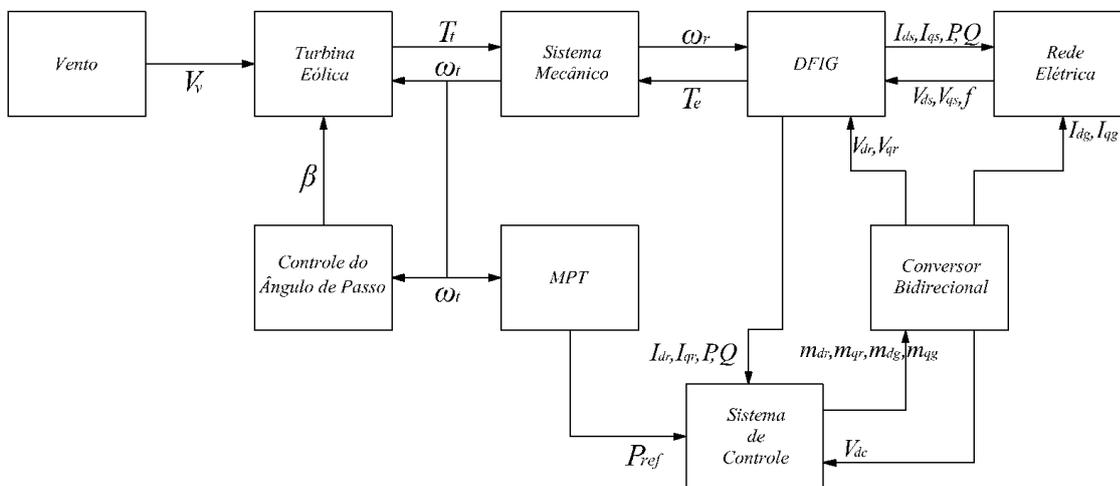


Figura 2.14: Estrutura de modelagem em diagrama de blocos do AVV-DFIG.

2.9 Conclusão

Neste capítulo apresentou-se a modelagem dos principais equipamentos/sistemas que compõem um parque eólico e as topologias mais adotadas para a conversão de energia eólica em elétrica. Os modelos matemáticos desenvolvidos e analisados focalizaram em aerogeradores que utilizam turbinas de eixo horizontal com três pás, compostas por geradores de indução de rotor em gaiola e duplamente excitados.

Para isso, apresentou-se o modelo do gerador de indução em termos de variáveis de estado de quinta ordem. Conforme mencionado, a dinâmica do fluxo de estator não é desprezada, pois neste trabalho consideram-se situações que envolvem curtos-circuitos. Portanto, desprezar tais variáveis pode levar a interpretações errôneas. Mesmo assim, com o intuito de ampliar o entendimento entre a interação do gerador de indução com a rede elétrica e justificar a implementação do controle de potência ativa e reativa, apresentou-se o modelo do gerador de indução de terceira ordem. Isso possibilitou representar o gerador como uma fonte de tensão atrás de uma impedância transitória.

Além do gerador de indução, os modelos do sistema mecânico e do sistema de controle de limitação de velocidade da turbina são comuns às tecnologias analisadas neste trabalho, a saber: AVF-SCIG e AVV-DFIG. No modelo apresentado para o sistema mecânico, o mesmo foi representado por um sistema flexível de duas massas. Dessa forma, é possível representar os modos mecânicos nas variáveis elétricas, principalmente na ocorrência de distúrbios na rede (Akhmatov, 2003a). O sistema de controle responsável por limitar a velocidade de rotação da turbina é o clássico controlador PI, anti-windup, com limitação para os valores extremos de β e para a taxa de variação positiva e negativa do ângulo de passo.

Além disso, para o AVV-DFIG foi dada uma atenção especial haja visto que o conversor que acopla o circuito do rotor à rede e a estratégia de máximo aproveitamento da potência do vento (MPT) também foram consideradas nas análises. Para isso, o conversor de potência foi representado por um modelo na frequência fundamental sem perdas, sendo as tensões geradas no rotor funções do índice de modulação.

Capítulo 3

Considerações para a Conexão de Centrais Eólicas

Um dos desafios da integração de centrais eólicas em sistemas de potência está relacionado a conexão elétrica. Em geral, grandes recursos eólicos encontram-se afastados, em locais onde a rede é de pouca capacidade. Quando próximos, quase sempre são conectados ao sistema de distribuição em redes igualmente fracas. Além disso, com o aumento da penetração de geração eólica nos últimos anos, os códigos de rede vem exigindo participação mais efetiva dos parques eólicos no controle dos indicadores de qualidade de tensão e confiabilidade do sistema, como a participação no restabelecimento da tensão em condições de distúrbios na rede definido pelo requisito de sustentação durante faltas.

Por outro lado, a máxima potência que a central eólica pode fornecer ao ponto comum de conexão (PCC) é impactada quando determinados requisitos técnicos são especificados à conexão, embora tal impacto não seja facilmente determinado. Assim sendo, os mesmos critérios que asseguram indicadores de qualidade de tensão e confiabilidade também podem ser vistos como fatores limitantes à conexão. Além disso, a tecnologia empregada na conversão de energia eólica em elétrica, a estratégia de controle/operação e as características da rede de conexão também influenciam na máxima potência que pode ser fornecida pelo parque ao PCC. Nesse sentido cabe analisar quais os níveis de inserção de geração eólica possíveis de serem alcançados quando um ou mais requisitos técnicos são impostos à conexão.

Para isso, a forma como os parques eólicos são representados em sistemas de potência (SEP) e a topologia utilizada para representar a conexão entre parques eólicos e o SEP devem estar de acordo com as análises pretendidas. Ademais, o problema da integração de centrais eólicas deve ser formalizado a fim de apresentar os principais termos empregados nas análises.

Os principais requisitos técnicos especificados à conexão de centrais eólicas em sistemas de potência são abordados na Seção 3.1. Na Seção 3.2 são apresentadas as formas mais comuns de representar um parque eólico em estudo de conexão de centrais eólicas em sistemas de potência e a topologia adotada para representar a conexão entre o parque eólico e o sistema elétrico

de potência. O problema da inserção de geração eólica e sua caracterização são avaliados na Seção 3.3. A sumarização deste capítulo e os principais resultados são apresentados na Seção 3.4.

3.1 Requisitos Técnicos

Com o aumento da penetração de geração eólica e a fim de preservar indicadores de qualidade de tensão e confiabilidade, as concessionárias de energia elétrica definem critérios que regulamentam a conexão de centrais eólicas em sistemas de potência. A regulamentação varia de país para país e depende da robustez do sistema e do nível de penetração de energia eólica (Pires et al., 2008). Dentre os principais requisitos técnicos que os acessantes ao sistema de transmissão e/ou distribuição devem cumprir destacam-se: regulação de potência ativa, regulação de potência reativa, regulação de frequência, flicker, conteúdo harmônico, capacidade de sustentação durante faltas e variação de tensão terminal em regime permanente (Pires et al., 2008; Schulz, 2009; Ko et al., 2006).

Nesta seção, para exemplificar os requisitos técnicos são considerados os critérios especificados no Brasil pelo Operador Nacional do Sistema (ONS) assim como critérios vigentes em países europeus. Uma análise mais detalhada dos requisitos técnicos apresentados pode ser encontrada em (Ackermann, 2005).

3.1.1 Regulação de Potência Ativa

Esse requisito refere-se a habilidade da central em regular sua potência ativa de saída a um nível determinado desconectando a central eólica ou por ação do controle do ângulo de passo. Com isso objetiva-se assegurar que a frequência do sistema se mantenha estável, evitando sobrecargas nas linhas de transmissão, variações bruscas na tensão e correntes de *in-rush* durante a partida e parada dos aerogeradores (Ackermann, 2005).

No Brasil, por exemplo, as centrais eólicas que desejam se conectar à rede básica, não devem reduzir sua potência ativa de saída quando a frequência estiver entre 58,5 e 60 Hz e a tensão na faixa de 0,9 a 1,1 pu. Caso a frequência situe-se entre 57 e 58,5 Hz, é admitida redução na potência ativa em 10% (ONS, 2009).

Outro exemplo de requisito de potência ativa, extraído do código de rede alemão para turbinas *onshore*, é apresentado na Figura 3.1 em que a potência ativa varia em função da frequência e do tempo, conforme a tensão no PCC (Stiebler, 2008). De acordo com esse requisito técnico, quando a frequência do sistema excede o valor de 50,2 Hz o que corresponde a 1,004 pu o parque eólico deve reduzir sua potência ativa de saída a um gradiente de 40% da

potência ativa disponível por Hz (Tsili and Papathanassiou, 2009). Por outro lado, para uma condição de subfrequência, a potência ativa de saída da central eólica deve ser não inferior ao limite imposto pela curva da Figura 3.1 da potência disponível no vento.

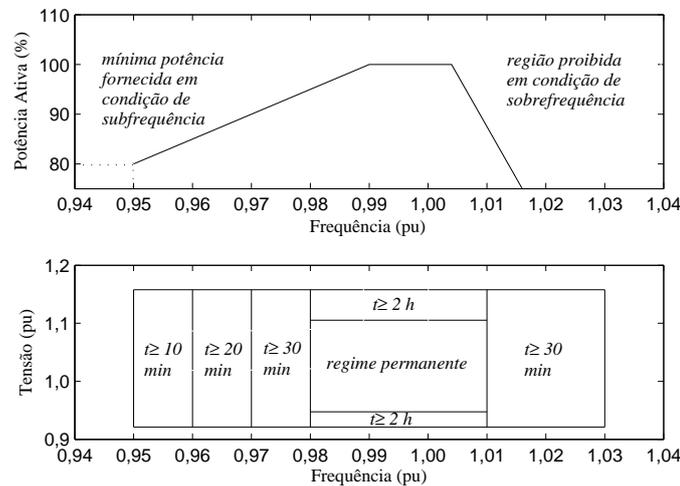


Figura 3.1: Regulação de potência ativa na rede de transmissão da Alemanha considerando a frequência base de 50 Hz e a tensão base de 380 V. Fonte: (Stiebler, 2008).

3.1.2 Regulação de Potência Reativa

O controle de potência reativa no gerador permite que a central eólica participe do controle de tensão, aumentando as margens de estabilidade de tensão (Yong and Zaiwen, 2010). A regulação da potência reativa no gerador pode ser feita de três formas: (1) através do fator de potência, (2) especificando a potência reativa, (3) regulando a tensão nos terminais da máquina.

Na Dinamarca, por exemplo, o requisito técnico para o controle de potência reativa especificado para o sistema de transmissão é apresentado na Figura 3.2 (Pires et al., 2008). Para cada valor de potência ativa, existe uma faixa permitida de potência reativa com amplitude de 0,1 pu. Sendo assim, se a central eólica estiver fornecendo 1 pu de potência ativa, os extremos de potência reativa permitidos são 0 a 0,1 pu. Nessa situação, não se admite que o parque consuma potência reativa, valendo o oposto quando o parque eólico não está entregando potência ativa.

No Brasil, para a conexão à rede básica é exigido que o fator de potência esteja dentro de uma faixa. Neste caso, a central eólica fornecendo a potência nominal ao PCC deve ser capaz operar com fator de potência dentro da faixa de 0,95 capacitivo e 0,95 indutivo quando solicitado pelo Operador Nacional do Sistema (ONS) (ONS, 2009).

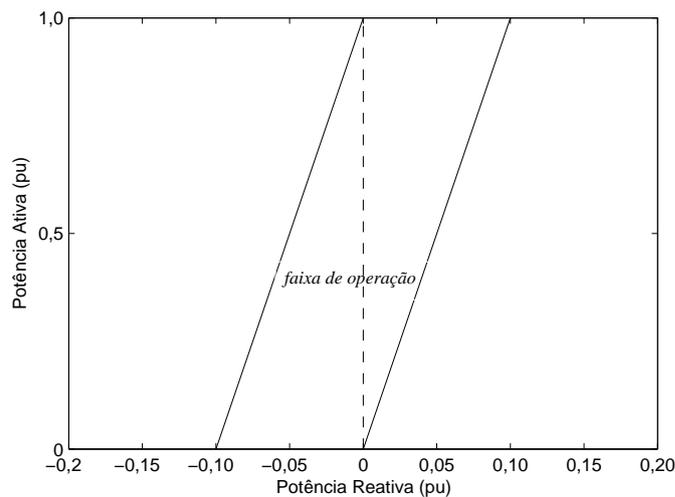


Figura 3.2: Regulação de potência reativa na rede de transmissão da Dinamarca. Fonte: (Pires et al., 2008).

3.1.3 Regulação de Frequência

Em sistemas de potência, a frequência é um indicador do balanço entre o consumo e a geração de energia. Para condições normais de operação, a frequência do sistema deve estar em seu valor nominal. Caso ocorra um desbalanço entre o consumo e a produção de energia, o controle primário e secundário de frequência são utilizados para retomar o balanço. Por exemplo, em condições em que o consumo é maior que a geração, a energia rotacional dos geradores síncronos será utilizada para manter o balanço entre a energia gerada e a energia suprida, conseqüentemente a velocidade de rotação dos geradores irão diminuir. Em sistemas de potência, algumas unidades são responsáveis por aumentar sua geração de energia até que se tenha o consumo de energia igual à geração. Tais unidades participam do controle primário de frequência e possuem um tempo de resposta que varia de 1 a 30 s. Com o objetivo de restabelecer a frequência do sistema e aliviar as reservas primárias de geração é empregado o controle secundário, que tem um tempo de resposta variando entre 10 e 15 minutos (Ackermann, 2005).

Em alguns países europeus, a central eólica deve participar do controle primário de frequência com 3 - 5 % da capacidade de potência fornecida. Outros códigos de rede estipulam ainda que a usina participe do controle secundário de frequência. Em condições de sobrefrequência, por exemplo, o controle pode ser efetuado desconectando a central eólica da rede ou a partir do controle do ângulo de passo. Para participar em condições de subfrequência, a central eólica é intencionalmente operada com potência ativa inferior a que seria possível, para que quando seja necessário aumentar a geração (Ackermann, 2005).

3.1.4 Tolerância à Cintilação Luminosa - Flicker

A cintilação luminosa (*flicker*) é a variação do fluxo luminoso das lâmpadas causada pela flutuação do valor eficaz da tensão. Algumas das causas de flutuação de tensão devido a operação de turbinas eólicas são: conexão e desconexão de unidades geradoras, conexão e desconexão de bancos de capacitores empregados na correção de fator de potência, sombreamento das pás¹, rajadas de vento, oscilações torcionais (ONS, 2011).

A severidade à cintilação luminosa é a representação quantitativa do incômodo visual sentido por pessoas expostas a esse fenômeno. O indicador P_{st} representa a severidade dos níveis de cintilação referente à flutuação de tensão para um período de 10 minutos sendo dado por (ONS, 2011)

$$P_{st} = \sqrt{0,0314P_{0,1} + 0,0525P_1 + 0,0657P_3 + 0,28P_{10} + 0,08P_{50}} \quad (3.1)$$

sendo P_i o nível de sensação de cintilação que foi ultrapassado durante i % do tempo, resultante do histograma de classificação por níveis, calculado conforme estabelecido na IEC-61000-4-15. O indicador P_{lt} representa a severidade dos níveis de cintilação referente à flutuação de tensão para um período de 2 horas sendo calculado por (ONS, 2011)

$$P_{lt} = \sqrt[3]{\frac{1}{12} \sum_{k=1}^{12} P_{st(k)}} \quad (3.2)$$

em que k refere-se ao registro de P_{st} .

O indicador $P_{stD95\%}$ é o valor do indicador P_{st} que foi superado em apenas 5% dos registros obtidos no período de 24 horas e $P_{ltS95\%}$ é o valor do indicador P_{lt} que foi superado em apenas 5% dos registros obtidos no período de 7 dias consecutivos. A Tabela 3.1 mostra os limites para a cintilação luminosa adotados em (ONS, 2011).

Tabela 3.1: Limites críticos para a cintilação luminosa. Fonte (ONS, 2011).

Tensão (kV)	$P_{stD95\%}$ (pu)	$P_{ltD95\%}$ (pu)
$V < 69$	2	1,6
$69 \leq V < 230$	2,5	2
$V \geq 230$	3,07	2,46

¹Sombreamento de pás refere-se à perda de fluxo de vento quando da passagem das pás da turbina frente à torre de sustentação.

3.1.5 Conteúdo Harmônico

O conteúdo harmônico está associado à distorção da componente fundamental da tensão ou da corrente senoidal causando aumento da corrente e sobreaquecimento nos equipamentos elétricos. As principais causas para a geração de conteúdo harmônico são: operação de inversores de frequência seja por tiristores (geram harmônicos de ordem baixas) ou transistores (geram harmônicos na faixa de kHz), bancos de capacitores operados por tiristores, relação não linear entre a corrente e a tensão de transformadores e motores quando o núcleo magnético encontra-se saturado, operação de fornos a arco.

Os procedimentos de rede limitam as amplitudes das tensões harmônicas de ordem h em relação à tensão na frequência fundamental. Para isso, seja a distorção harmônica total de tensão (DTHT) de ordem 2 a 50 definida por

$$DTHT = \sqrt{\sum_{h=2}^{50} V_h^2} \quad (3.3)$$

e a tensão harmônica de ordem h em % da tensão à frequência fundamental obtida durante a medição

$$V_h = 100 \frac{v_h}{v_f}, \quad (3.4)$$

sendo v_h o valor rms do harmônico h da tensão em Volts e v_f a tensão à frequência fundamental também em Volts. Esse indicador é empregado para avaliar o desempenho harmônico global do sistema, em regime permanente (ONS, 2011).

Os valores dos indicadores, tanto o indicador total ($DTHTS95\%$) quanto os indicadores por harmônicos, a serem comparados com os valores limites são assim obtidos: (a) determina-se o valor que foi superado em apenas 5% dos registros obtidos no período de 1 dia (24 horas), considerando os valores dos indicadores integralizados em intervalos de 10 (dez) minutos, ao longo de 7 (sete) dias consecutivos; e (b) o valor do indicador corresponde ao maior entre os sete valores obtidos, anteriormente, em base diária (ONS, 2011).

Os limites individuais de tensões harmônicas de ordens 2 a 50 e o limite para $DTHTS95\%$, estão apresentados na Tabela 3.2.

3.1.6 Capacidade de Sustentação Durante Faltas

Com o aumento da penetração de geração eólica, a suportabilidade a afundamentos momentâneos de tensão se tornou uma exigência básica. Caso a central eólica seja obrigada a atender esse requisito técnico, na ocorrência de uma afundamento momentâneo de tensão (AMT) a

Tabela 3.2: Limites individuais inferiores de tensão em porcentagem da tensão fundamental considerando $V \geq 69$ kV. Fonte (ONS, 2011).

Ímpares		Pares	
Ordem	Valor (%)	Ordem	Valor (%)
3 a 25	0,6	-	-
-	-	todos	0,3
DTHS95% = 1,5%			

mesma deve continuar contribuindo com a entrega de potência ativa proporcionalmente ao valor da tensão no ponto comum de conexão (PCC). Isso significa que os fabricantes de aerogeradores devem garantir que seus equipamentos sejam capazes de suportar todos os estresses elétricos causados pela ocorrência de distúrbios na rede, responsáveis por darem origem a AMT's.

No Brasil, por exemplo, o Operador Nacional do Sistema (ONS) determina que caso haja um distúrbio na rede, a central eólica deve permanecer conectada caso a tensão em seus terminais esteja dentro da região hachurada da Figura 3.3.

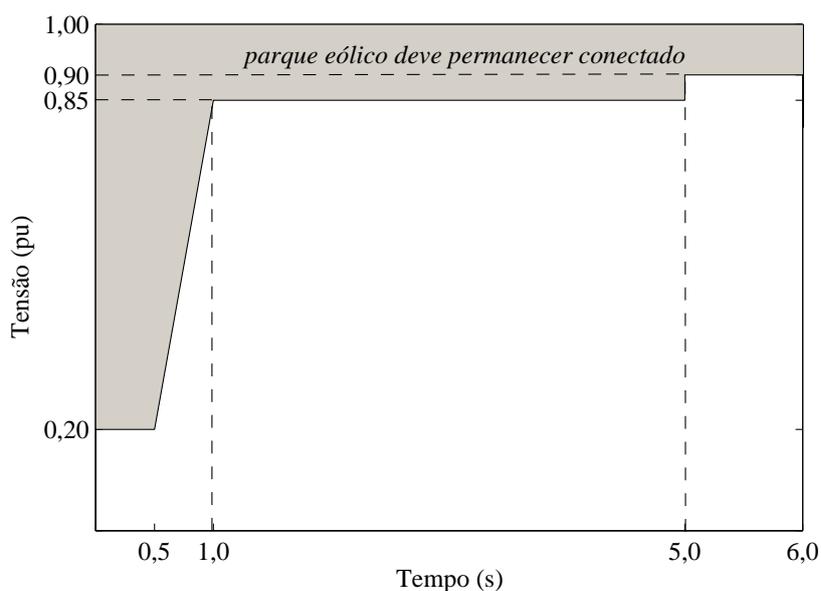


Figura 3.3: Requisito de sustentação durante faltas. Fonte: (ONS, 2009).

3.1.7 Variação de Tensão

Para evitar que as centrais eólicas sejam desconectadas do sistema quando a tensão no ponto comum de conexão é diferente de seu valor nominal, as concessionárias de energia elétrica definem limites aceitáveis para a variação de tensão, em regime permanente, dentro dos quais essas unidades devem permanecer em operação sem a atuação de relés de subtensão ou sobretensão.

No Brasil, quando a tensão no ponto comum de conexão estiver entre 0,9 e 1,1 pu, a central eólica deve permanecer em operação, sem atuação dos relés acima citados (ONS, 2009).

3.2 Representação de Parques Eólicos para Estudos em Sistemas de Potência

Um parque eólico é formado por um conjunto de aerogeradores conectados em paralelo, distribuídos ao longo de uma área e destinados a produção de energia elétrica. A disposição dos aerogeradores depende das características do terreno, da rosa dos ventos e da interferência que um aerogerador pode provocar sob o outro (Custódio, 2009).

A potência gerada pelos aerogeradores é recolhida em um ponto comum de conexão (PCC), que pode ser uma barra de uma subestação de interligação, e injetada no sistema elétrico através de uma linha de transmissão. A forma mais usual para realizar a conexão entre um aerogerador e o PCC é utilizar um transformador de potência e um ramal de interno de interligação para cada aerogerador, embora também possa ser utilizado um transformador para um dado grupo de aerogeradores com apenas um ramal interno de interligação (Rosas, 2006). A Figura 3.4 mostra a conexão típica de um parque eólico com o sistema elétrico de potência (SEP).

Em geral, a tensão dos aerogeradores é de 690 V, sendo que os mesmos são conectados através de um transformador elevador a uma rede interna com tensão na faixa de 4 - 34 kV. Por sua vez, a subestação de interligação eleva a tensão para 69 - 138 kV para permitir a conexão ao sistema de transmissão.

Para fins de simulações da interligação de um parque eólico no sistema elétrico de potência, o parque pode ser representado por um modelo agregado ou por um aerogerador equivalente, dependendo da análise a ser realizada (Akhmatov, 2003a). No modelo agregado pode ser feita a representação de todas as turbinas eólicas e de suas redes de conexão internas ao parque ou ainda representar uma parcela das turbinas, que possuem o mesmo comportamento, a um aerogerador equivalente. Com esse tipo de modelo busca-se analisar a interação mútua entre os aerogeradores, a resposta individual e a produção de energia elétrica de cada um ou entre vários grupos representados por aerogeradores equivalentes. Já o modelo simplificado, em que o parque eólico é representado por um único aerogerador equivalente com a mesma potência instalada do parque, o estudo passa a ser na incorporação da central eólica no sistema de potência e na análise da resposta coletiva dos aerogeradores. Esse tipo de modelagem pode ser empregado em estudos de sistemas de potência (Akhmatov, 2003a; Ackermann, 2005).

Nas lado oposto ao ponto comum de conexão conforme o estudo realizado, o sistema elé-

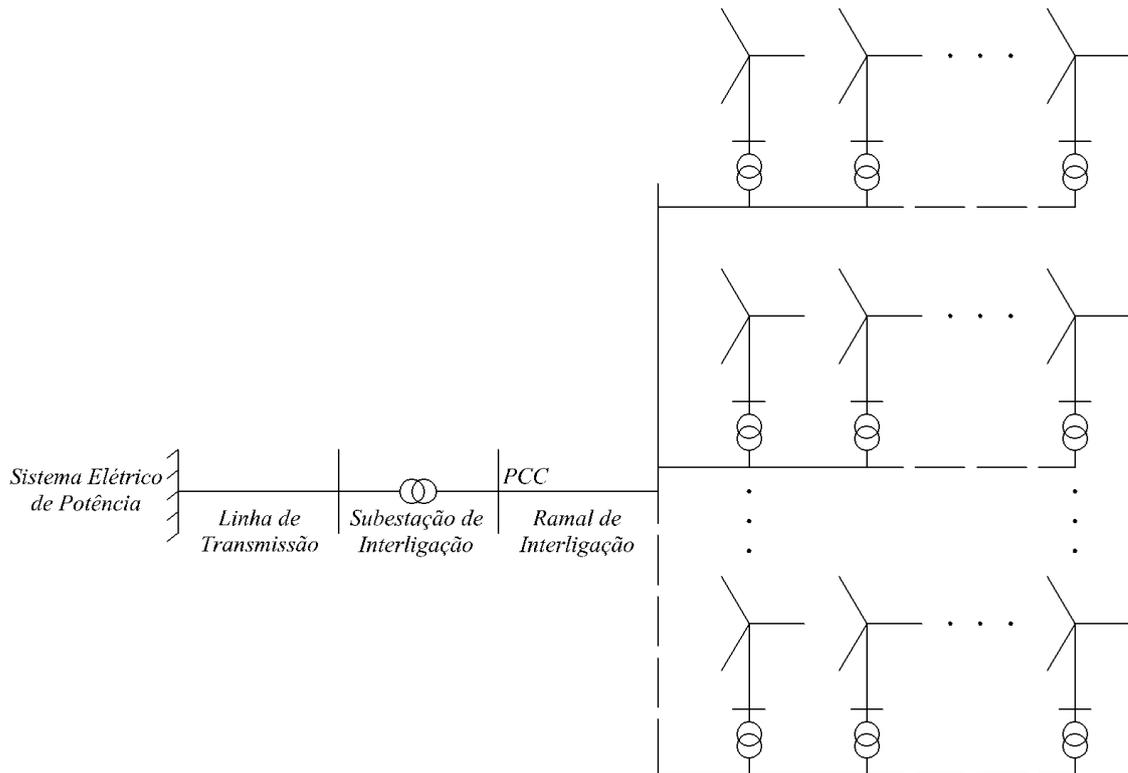


Figura 3.4: Diagrama de interligação entre um parque eólico e o sistema elétrico de potência utilizando um transformador por aerogerador.

trico de potência (SEP) pode ser representado por um modelo equivalente simplificado (Akhmatov, 2003a; Ackermann, 2005). A interligação entre o SEP e o PCC pode ser através de uma ou mais linhas de transmissão. A impedância das linhas de transmissão estão relacionadas com a potência de curto-circuito do ponto comum de conexão, S_{cc} . O gerador equivalente, conectado a barra de referência, possui a capacidade e inércia das usinas convencionais do sistema.

No caso em que a potência instalada do parque eólico é muito menor que a potência instalada do SEP, a topologia utilizada para representar o sistema pode ser máquina barra-infinita. Isso significa que a frequência e a tensão do SEP são constantes, independente da potência gerada ou absorvida ou das perturbações aplicadas. Nessa topologia, adotada neste trabalho para caracterizar a inserção de geração eólica, a impedância da linha de transmissão e da subestação de interligação são representadas pela impedância equivalente de Thèvinin vista do ponto comum de conexão.

As figuras 3.5(a) e 3.5(b) ilustram os dois parques eólicos modelados neste trabalho, um equipado com aerogerador de velocidade fixa com gerador de indução de rotor em gaiola (AVF-SCIG), Figura 3.5(a) e o outro utilizando aerogerador de velocidade variável com gerador de indução duplamente excitado (AVV-DFIG), Figura 3.5(b). Na topologia máquina barra-infinita considerada, a impedância do transformador da subestação de interligação e da linha de transmissão são representadas pela impedância equivalente do sistema. Da mesma forma, a impe-

dância do transformador do aerogerador equivalente, é incorporada no modelo do parque eólico.

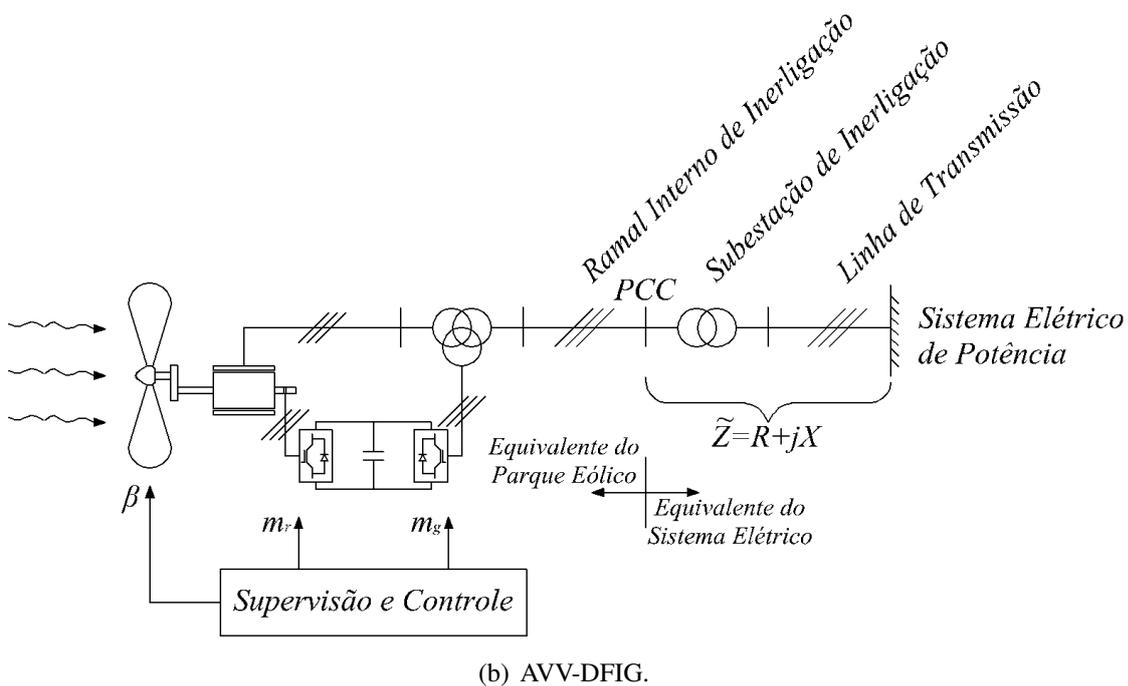
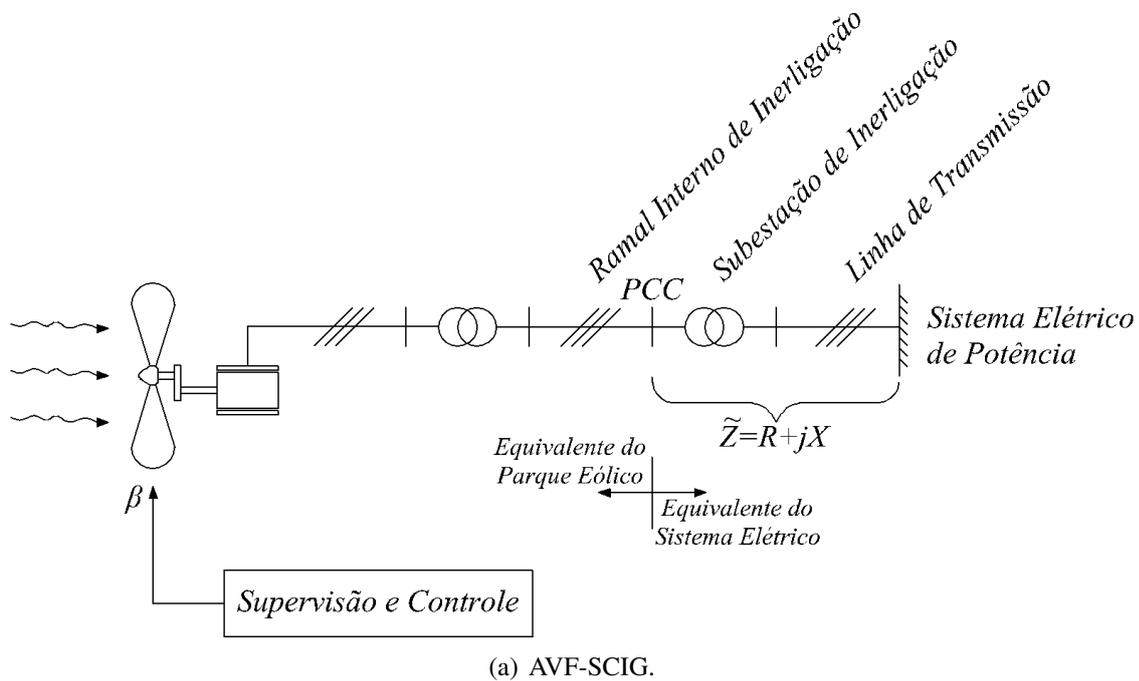


Figura 3.5: Representação dos parques eólicos utilizados nas simulações neste trabalho: Figura 3.5(a) (AVF-SCIG) e Figura 3.5(b) (AVV-DFIG).

Conforme mencionado, o sistema de potência é modelado pelo seu equivalente de Thévenin visto do ponto comum de conexão (PCC). Para caracterizar o PCC, o mesmo é parametrizado a partir dos dados da potência de curto-circuito, S_{cc} , e da relação entre a reatância e a resistência da impedância equivalente, X/R . Dessa forma, a impedância equivalente de

Thèvinin do sistema é dada por

$$Z = \frac{V_{\infty}^2}{S_{cc}} \angle \tan^{-1}(X/R) \quad (3.5)$$

sendo V_{∞} a tensão na barra infinita.

3.3 O Problema da Inserção de Geração Eólica

Antes de serem conectadas ao sistema elétrico de potência (SEP), as centrais eólicas devem atender uma série de critérios técnicos que visam preservar indicadores de qualidade de tensão e segurança do sistema, o que é feito impondo exigências de controle, operação e proteção aos parques eólicos. Além dos critérios especificados à conexão, as características técnicas do ponto comum de conexão (PCC), a tecnologia empregada na conversão de energia eólica e a estratégia de controle adotada também influenciam na máxima potência que pode ser fornecida pela central eólica ao PCC. Esta dissertação se propõe a analisar como tais critérios especificados à conexão impactam na potência que pode ser inserida por um central eólica no PCC, considerando a tecnologia utilizada na conversão de energia, estratégias de operação e controle dos aerogeradores e as características do PCC.

Na Seção 3.2, apresentou-se a topologia máquina barra-infinita para representar a conexão entre o parque eólico e o SEP. Essa forma de representar o sistema permite caracterizar a inserção de geração eólica em termos dos parâmetros do PCC, mais especificamente da potência de curto-circuito, S_{cc} , e da relação entre a reatância e a resistência da impedância equivalente do sistema, X/R . A Figura 3.6 ilustra a topologia máquina barra-infinita utilizada tanto para representar, de maneira simplificada, as características locais da conexão entre o parque eólico e o SEP quanto para caracterizar a inserção geração eólica.

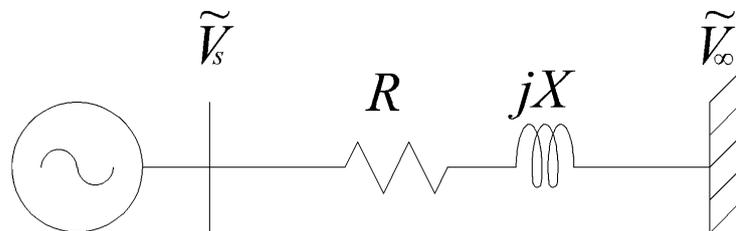


Figura 3.6: Topologia do sistema.

E para caracterizar a inserção de geração eólica, define-se o *nível de inserção de geração eólica* dado por

$$\rho = \frac{P_n}{S_{cc}} \quad (3.6)$$

sendo P_n a potência nominal da central eólica, S_{cc} a potência de curto-circuito do ponto comum

de conexão. Sabendo o valor de ρ e X/R , é possível determinar, para o ponto comum de conexão em questão, qual a máxima potência que pode ser fornecida pela central eólica ao PCC atendendo a um ou mais critérios impostos à conexão ou ainda, para uma determinada central eólica, quais as características mínimas que o PCC deve possuir a fim de evitar que os critérios especificados à conexão sejam violados. Portanto, a topologia máquina barra-infinita permite obter uma caracterização geral para a inserção de geração eólica.

Utilizar os parâmetros do ponto comum de conexão (S_{cc} e X/R) é uma prática usual, em estudos de sistemas de potência, para definir quais os limites de potência que podem ser injetados sem que determinadas variáveis sejam violadas. O que se propõe ao caracterizar a inserção de geração eólica em termos da variável ρ e dos parâmetros do PCC é reunir essas informações em um gráfico cuja base de potência é a potência de curto-circuito do SEP. Ademais, essa maneira de caracterizar a inserção de geração eólica permite estabelecer comparações com outros fatores que impactam na integração de parques eólicos.

Na Figura 3.7 é apresentado um esquema que exemplifica como o *nível de inserção de geração eólica* é obtido. Com base nos valores de V_{∞} , X/R e do *nível de inserção de geração eólica* tentativa, ρ_t (passo 1) calcula-se a impedância equivalente do sistema elétrico de potência dada pela equação (3.5) (passo 2). Feito isso, a conexão entre o parque eólico e o SEP, representado pela topologia máquina barra-infinita apresentada na Figura 3.6, é submetida ao(s) teste do(s) critério(s) técnico(s) especificado(s) à conexão de centrais eólicas (passo 3). Caso o critério seja atendido o valor de ρ_t é incrementado, do contrário o valor de ρ_t é decrementado. Em ambas situações os passos 2, 3 e 4 são repetidos até que se chegue ao máximo *nível de inserção de geração eólica* para o valor de X/R em questão.

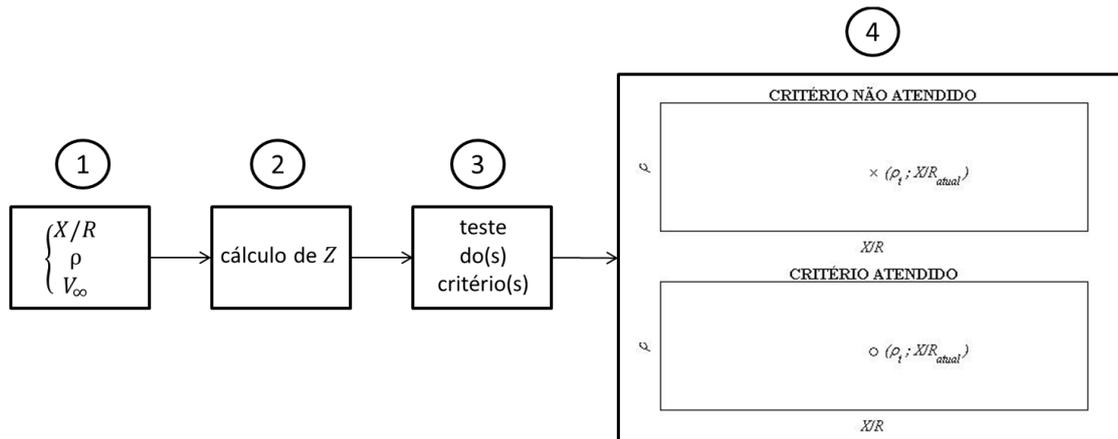


Figura 3.7: Exemplo de como o *nível de inserção de geração eólica* é determinado.

Na literatura é bastante empregada a *relação de curto-circuito* para caracterizar a relação existente entre o PCC e a potência a ser inserida pela central eólica, sendo definida por $r_{cc} = \frac{S_{cc}}{P_n}$ (Rosas and Estanqueiro, 2003; Rosas, 2006). Como a robustez de uma rede está relacionada com sua potência de curto-circuito, dependendo dos valores de r_{cc} a rede é caracterizada como

sendo forte ou fraca. Segundo a norma IEC-61400-21 (International Electrotechnical Commission, 2010), para $r_{cc} \leq 10$ a rede de conexão é dita fraca e para $r_{cc} \geq 25$ forte. Em uma rede fraca há mais suscetibilidade a problemas de qualidade de tensão que em uma rede forte. Assim, um aerogerador instalado em uma rede desse tipo pode alterar a tensão local a ponto de comprometer o funcionamento dos equipamentos conectados ao PCC (Rosas, 2006).

Para fins de resultado da caracterização de inserção de geração eólica, pode-se adotar tanto o *nível de inserção de geração eólica* quanto a *relação de curto-circuito*. O primeiro conceito foi empregado neste trabalho por ser mais conveniente referenciar a potência nominal do parque eólico em relação à potência de curto-circuito do ponto comum de conexão, assim como apresentado em (Ackermann, 2005).

Desta forma, a caracterização da inserção de geração eólica permite compreender como determinados critérios impostos à conexão impactam nos limites de potência que o parque eólico pode fornecer ao sistema elétrico a partir de determinado PCC. Contudo, constitui-se também um indicador que possibilita estabelecer comparações entre diferentes tecnologias de conversão de geração eólica e diversas estratégias de controle/operação. Como a inserção de geração eólica é caracterizada em termos dos parâmetros do PCC (potência de curto-circuito e relação X/R), é ainda possível obter as características mínimas que um PCC deve ter para que um parque eólico de potência conhecida não viole certos critérios especificados à conexão.

3.4 Conclusão

Neste capítulo foram apresentados os principais requisitos técnicos especificados à conexão de centrais eólicas em sistemas de potência a fim de garantir indicadores de qualidade de tensão e confiabilidade. A representação de centrais eólicas interligadas em sistemas de potência e o problema da inserção de geração eólica, também foram discutidos.

Conforme mencionado na Seção 3.1, os critérios variam de país para país e o grau de exigência está relacionado com a penetração de geração eólica no sistema de potência. Embora os critérios de potência ativa e frequência tenham sido apresentados de forma separada, a especificação de um requisito considera a influência de ambas variáveis (potência ativa e frequência). O requisito de controle de potência ativa, por exemplo, dita qual deve ser a variação de potência ativa de acordo com a frequência em questão.

Para analisar a integração de centrais eólicas em sistemas de potência, o parque eólico foi representado por um aerogerador equivalente com mesma potência do parque eólico. Isso é feito, pois as análises buscam avaliar a interação entre o parque eólico e o sistema de potência, concentrando-se na resposta coletiva dos aerogeradores e não na resposta individual bem como no comportamento local do sistema elétrico. Como a potência instalada do parque é muito

menor que a capacidade do SEP, a topologia utilizada para representar o sistema foi o modelo máquina barra-infinita.

Na Seção 3.3, foi apresentado o problema da inserção de geração eólica. Mencionou-se que os critérios podem ser vistos como fatores limitantes à integração de centrais eólicas em sistemas de potência, já que para serem atendidos, restringem a potência que o parque pode fornecer ao PCC. Além disso, a rede de conexão, a tecnologia empregada na conversão de geração eólica e a estratégia de controle também influenciam nos níveis de inserção de geração. Com isso, e a partir da topologia máquina barra-infinita, a inserção de geração eólica foi caracterizada em termos dos parâmetros do ponto comum de conexão, sendo definido o *nível de inserção de geração eólica* como uma variável de análise.

Capítulo 4

Limites de Inserção de Geração Eólica Considerando Aspectos Estáticos

Neste capítulo, dois critérios estáticos são considerados no problema da integração de centrais eólicas em sistemas de potência e suas influências nos níveis de inserção de geração eólica são analisadas. Os critérios considerados são a variação aceitável da tensão terminal e margem de potência. O nível de inserção de geração eólica que pode ser alcançado de maneira a satisfazer um ou ambos critérios são derivados para duas tecnologias: aerogerador de velocidade fixa com gerador de indução de rotor em gaiola (AVF-SCIG) e aerogerador de velocidade variável com gerador de indução duplamente excitado (AVV-DFIG). Os resultados também provêm uma caracterização dos limites da região de inserção segura construída a partir dos níveis de inserção de geração eólica que atendem a ambos critérios (variação da tensão terminal e margem de potência) simultaneamente, a exemplo do que foi apresentado em (Reginatto et al., 2009; Reginatto et al., 2008), e esclarece quais os fatores limitantes à integração de centrais eólicas em termos dos parâmetros do ponto comum de conexão (PCC), mais especificamente sua potência de curto-circuito, S_{cc} , e da relação entre a reatância e a resistência da impedância equivalente do sistema, X/R .

4.1 Metodologia Empregada nas Análises

Para a análise de inserção de geração eólica é necessário definir a estratégia de operação e controle empregada para o parque eólico. No caso do AVF-SCIG o estator é conectado diretamente à rede para fornecer a potência ativa de acordo com a potência mecânica capturada pela turbina eólica. A excitação para esse tipo de tecnologia é fornecida pela rede, assim como, por bancos de capacitores que são empregados para corrigir o fator de potência. Em geral, a estratégia de controle empregada é o controle por ângulo de passo ou estol para limitar a velocidade de rotação da turbina. Já o AVV-DFIG permite controlar grande parte das variáveis e portanto, muitas estratégias de controle têm sido investigadas e adotadas: máximo aproveitamento da po-

tência fornecida pelo vento (MPT), controle de potência ativa, controle de potência reativa/fator de potência/tensão terminal (Ackermann, 2005; Akhmatov, 2003b).

Em geral, como o parque eólico equipado com AVF-SCIG emprega banco de capacitores para a correção do fator de potência e o AVV-DFIG pode operar com diferentes estratégias de controle de potência reativa, nas análises dos limites do nível de inserção de geração eólica consideram-se os seguintes casos:

1. Aerogerador de velocidade fixa com gerador de indução de rotor em gaiola sem compensação de potência reativa (AVF-SCIG-O).
2. Aerogerador de velocidade fixa com gerador de indução de rotor em gaiola operando à vazia com banco capacitivo para correção do fator de potência (AVF-SCIG-N).
3. Aerogerador de velocidade fixa com gerador de indução de rotor em gaiola operando a plena carga com banco capacitivo para a correção do fator de potência (AVF-SCIG-L).
4. Aerogerador de velocidade variável com gerador de indução com dupla alimentação operando com controle de potência reativa (AVV-DFIG-Q).
5. Aerogerador de velocidade variável com gerador de indução com dupla alimentação operando com controle do fator de potência (AVV-DFIG-F).
6. Aerogerador de velocidade variável com gerador de indução com dupla alimentação operando com controle de tensão em seus terminais (AVV-DFIG-V).

Para cada um desses casos, a integração da central eólica é estudada a fim de determinar os limites do nível de inserção de geração eólica que pode ser alcançado satisfazendo os seguintes critérios impostos à conexão: (i) a variação de tensão terminal; (ii) margem de potência (Zanchettin and Reginatto, 2008; Reginatto et al., 2008; Reginatto et al., 2009).

A variação de tensão permitida no ponto comum de conexão, é um critério comumente especificado na integração de centrais eólicas em sistemas elétricos de potência (SEP), sendo dada pela seguinte desigualdade

$$V_{min} \leq V_s \leq V_{max} \quad (4.1)$$

em que V_{min} e V_{max} são constantes.

Esse critério está relacionado com a curva PV, conforme mostra a Figura 4.1. Como o aerogerador pode gerar potência ativa em qualquer faixa entre zero e a potência nominal, P_n , em função da velocidade do vento, considera-se nas análises, que na operação estável, a tensão nos terminais do aerogerador não deve exceder os limites de V_{min} e V_{max} dentro de uma faixa de potência ativa especificada. Neste trabalho, a tensão deve estar entre os limites de V_{min} e

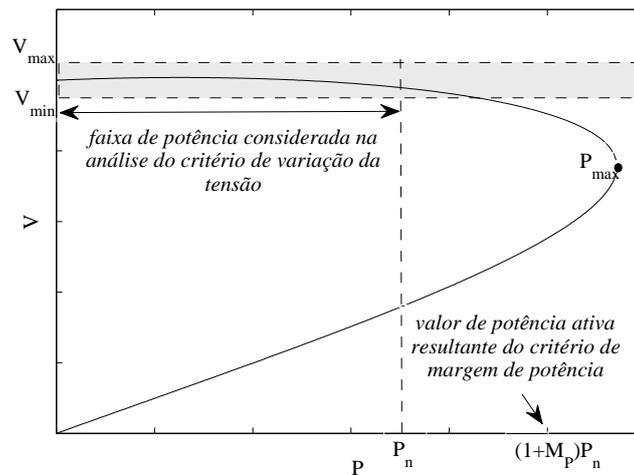


Figura 4.1: Curva PV utilizada para a análise dos critérios de variação de tensão e margem de potência.

V_{max} , em regime permanente, para a potência ativa variando de 0,1 até 1,05 pu. Dessa forma, admite-se uma sobrecarga de 5% e despreza-se a operação em valores baixos de potência ativa.

Outro critério empregado nas análises de operação em regime permanente do parque eólico é o de margem de potência, também ilustrado na Figura 4.1. De acordo com esse critério, máxima potência que pode ser transmitida ao sistema elétrico pelo ponto de conexão deve ser superior a potência nominal acrescida de uma margem especificada em relação a potência nominal

$$P_{max} \geq (1 + M_P)P_n \quad (4.2)$$

sendo M_P a margem de potência e P_n a potência nominal. Embora esse requisito técnico impacte na estabilidade de tensão do sistema, a forma como o critério de margem de potência é entendido neste trabalho não é a mesma definida nos códigos de rede, pois o valor da potência $(1 + M_P)P_n$ não possui qualquer relação com a tensão mínima, V_{min} do critério de variação da tensão terminal.

Uma alternativa ao critério de margem de potência é o critério do ângulo da tensão interna da máquina, análogo ao ângulo de carga para geradores síncronos, apresentada em (Zanchettin and Reginatto, 2008; Reginatto et al., 2008; Reginatto et al., 2009). Este critério não é analisado aqui por apresentar resultados semelhantes ao obtido com o critério de margem de potência. A análise da estabilidade do ângulo de rotor é uma habilidade de máquina síncronas interconectadas em sistema de potência de permanecerem em sincronismo (Kundur, 1994).

Os critérios de variação da tensão terminal e margem de potência compõem os critérios estáticos considerados neste trabalho. Para isso, as situações apresentadas na Tabela 4.1 são estudadas e apresentadas neste capítulo.

Tabela 4.1: Situações e valores dos critérios estáticos analisadas neste trabalho.

Tecnologia	Varição da Tensão Terminal	Margem de Potência
AVF-SCIG-O	$V_s = \pm 5\%$, $V_s = \pm 10\%$ e $V_s = \pm 20\%$	$M_P = 20\%$, $M_P = 30\%$ e $M_P = 50\%$
AVF-SCIG-N	$V_s = \pm 5\%$	$M_P = 30\%$
AVF-SCIG-L	$V_s = \pm 5\%$	$M_P = 30\%$
AVV-DFIG-Q	$V_s = \pm 5\%$	$M_P = 50\%$
AVV-DFIG-F	$V_s = \pm 5\%$	$M_P = 50\%$
AVV-DFIG-V	$V_s = \pm 5\%$	$M_P = 50\%$

4.1.1 AVF-SCIG

Nesta seção é apresentada a metodologia utilizada para avaliar os níveis de inserção de geração eólica com AVF-SCIG, tendo que atender o critério estático de variação da tensão terminal e/ou o critério estático de margem de potência. Os seguintes passos são utilizados para obter os limites do *nível de inserção de geração eólica* para AVF-SCIG.

1. Para esse tipo de tecnologia, AVF-SCIG, o primeiro passo é definir se a máquina irá operar sem correção do fator de potência (AVF-SCIG-O), com correção do fator de potência dimensionado para operação sem carga do parque eólico (AVF-SCIG-N) ou com correção do fator de potência dimensionado para o parque eólico operando à potência nominal (AVF-SCIG-L).
2. Para um determinado valor de X/R especifica-se um valor de *nível de inserção de geração eólica* tentativa ρ_t conforme mostra a Figura 4.2. Com base no valor de X/R , ρ_t e considerando a $\tilde{V}_\infty = 1 \angle 0^\circ$, calcula-se a impedância equivalente do sistema elétrico a partir da equação (3.5). A faixa de X/R considerada nas análises vai de 0,5 até 15, sendo que valores pequenos de X/R correspondem a linhas de distribuição e valores elevados a linhas de transmissão. Por outro lado, o valor de ρ_{min} equivale a 0,05 e o valor de ρ_{max} varia de acordo com a situação analisada.
3. A tensão nos terminais da máquina e a potência ativa que resultam quando determinado torque mecânico está disponível no eixo podem ser determinadas resolvendo-se o circuito da Figura 4.3 em conjunto com as equações (2.17)-(2.20) e (2.25)-(2.27), consideradas na condição de equilíbrio e com $\tilde{V}_{gr} = \tilde{V}_{dr} = 0$. Uma solução analítica para este problema é apresentada em (Pereira, 2007; Pereira and Reginatto, 2008).
4. A solução do circuito da Figura 4.3 resulta, entre outras variáveis, em um valor de potência ativa fornecida pela máquina e em um valor de tensão terminal, conforme mostra a Figura 4.4(a). Como o critério de tensão é satisfeito se V_s estiver entre V_{min} e V_{max} para a faixa de potência ativa variando de 0,1 até 1,05 pu e o critério de margem de potência é atendido se a máxima potência fornecida pelo aerogerador, P_{max} , for superior a

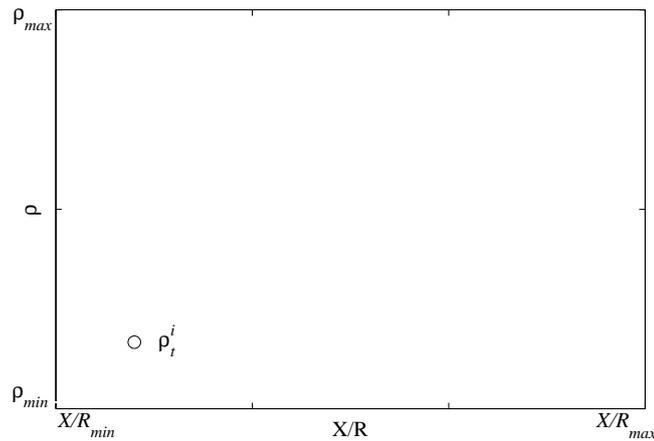


Figura 4.2: Primeira estimativa para determinar o limite do nível de inserção de geração eólica em função de um valor de X/R especificado.

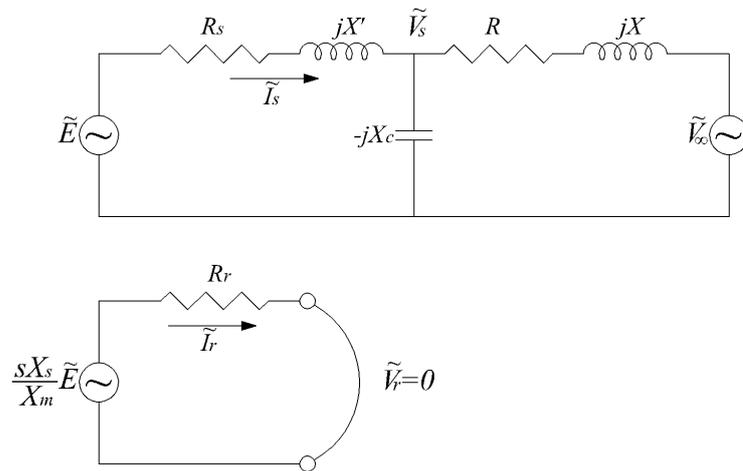
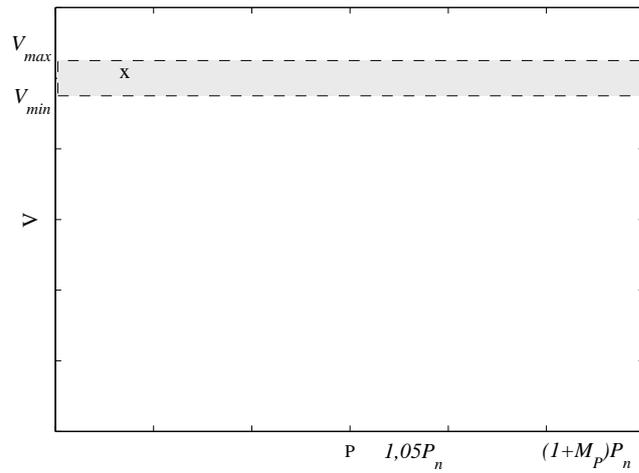


Figura 4.3: Circuito elétrico equivalente do AVF-SCIG conectado ao sistema elétrico de potência.

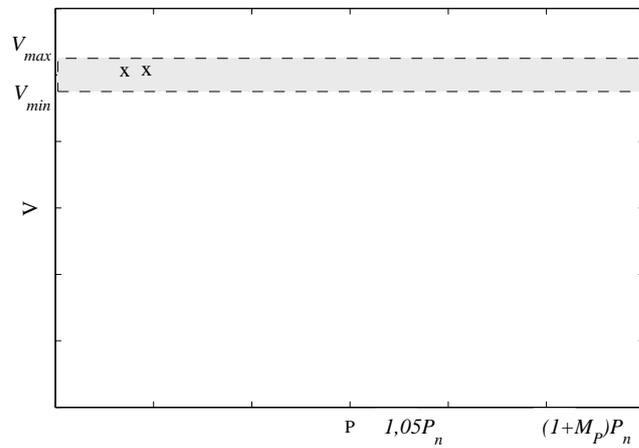
$(1 + M_P)P_n$, o torque aplicado ao eixo da máquina deve ser aumentado, Figura 4.4(b), até 1,8 pu ou até que $P = (1 + M_P)P_n$ (o que ocorrer primeiro), conforme mostra a Figura 4.4(c).

5. Caso o(s) critério(s) seja(m) aceito(s), o valor de ρ_t é incrementado, Figura 4.5, e os passos 2-4 são repetidos.
6. Esse processo iterativo se repete até que o valor limite de ρ seja alcançado, Figura 4.6.

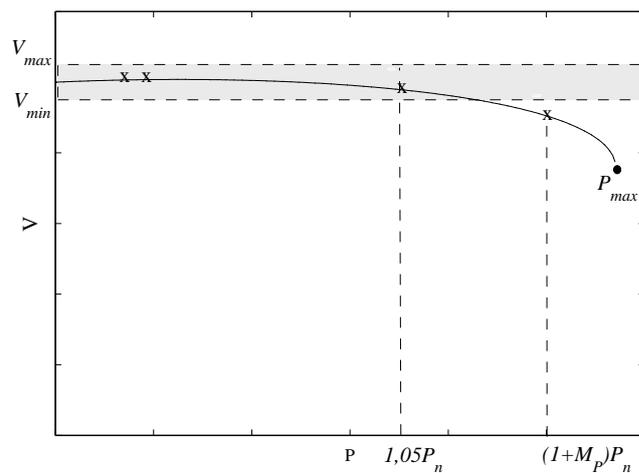
É importante destacar que um critério pode ser atendido enquanto que o outro não. Isso significa que os limites do nível de inserção de geração eólica obtidos tendo a central eólica que cumprir com o critério de variação da tensão terminal podem ser diferentes dos obtidos quando o critério de margem de potência é especificado à conexão.



(a)



(b)



(c)

Figura 4.4: Construção da curva PV para análise dos limites de inserção de geração eólica considerando o critério de variação da tensão terminal e margem de potência.

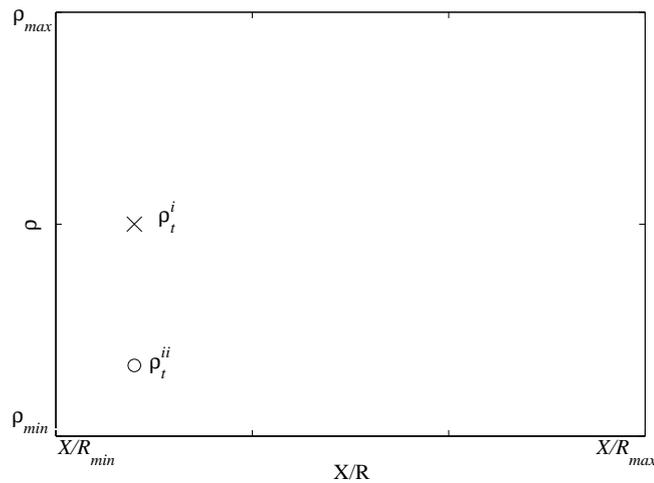


Figura 4.5: Segunda estimativa para determinar o limite do nível de inserção de geração eólica em função de um valor de X/R especificado.

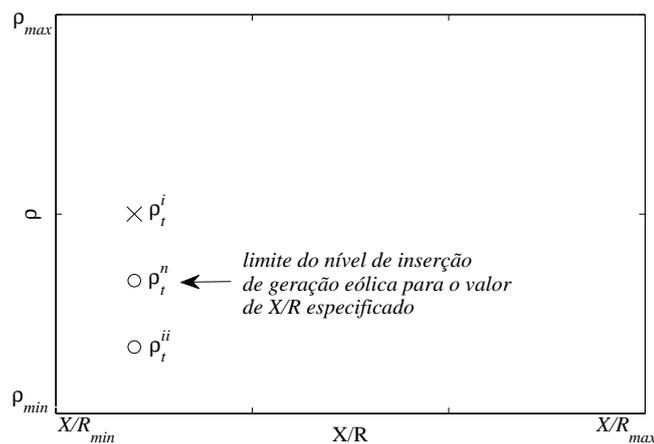


Figura 4.6: Máximo nível de inserção de geração eólica em função de um valor de X/R especificado.

4.1.2 AVV-DFIG

O circuito elétrico equivalente do AVV-DFIG conectado a uma barra infinita é mostrado na Figura 4.7. A tensão em seus terminais pode ser calculada de três maneiras distintas, dependendo da política de operação adotada.

Assim como empregado na Seção 2.2, aqui se considera:

1. Variáveis minúsculas referem-se a grandezas que variam com o tempo.
2. Variáveis maiúsculas referem-se a grandezas em regime permanente.
3. Variáveis com til referem-se a variáveis complexas.

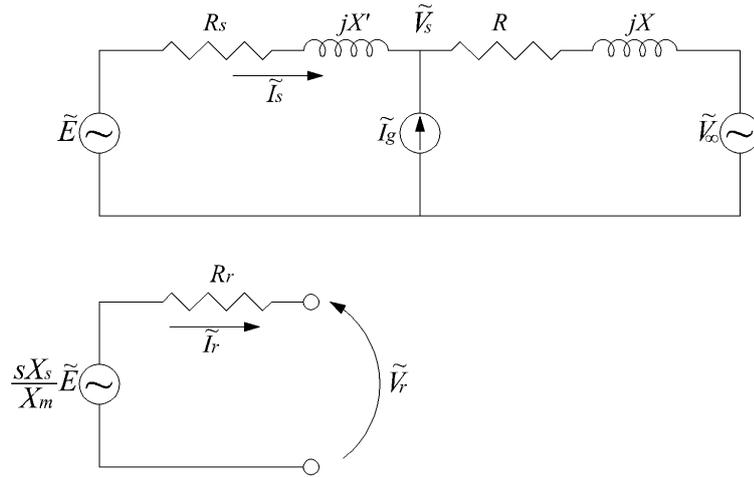


Figura 4.7: Circuito elétrico equivalente do AVV-DFIG conectado ao sistema elétrico de potência.

Regulação de Potência Reativa - AVV-DFIG-Q

Para o AVV-DFIG operando com regulação de potência reativa, independente da potência ativa ser regulada, a barra de conexão do aerogerador, sob o ponto de vista estático, pode ser vista como uma barra PQ, ou seja, a potência ativa e a potência reativa são especificadas.

Considerando-se que a barra do gerador fornece potência $\tilde{S} = P + jQ$ e que a tensão na barra infinita é dada por $\tilde{V}_\infty = V_\infty + j0$, a tensão no ponto de conexão satisfaz a relação

$$\tilde{S} = \tilde{V}_s \tilde{I}_{s\infty}^* = \frac{\tilde{V}_s \tilde{V}_s^* - \tilde{V}_s V_\infty}{\tilde{Z}^*}. \quad (4.3)$$

Colocando a equação acima em termos de suas partes reais e imaginárias, resulta em (Reginatto and Tragueta, 2008)

$$V_{si} V_\infty - PX + QR = 0 \quad (4.4)$$

$$V_{sr}^2 - V_\infty V_{sr} + V_{si}^2 - (PR + QX) = 0. \quad (4.5)$$

A tensão no ponto de conexão é obtida resolvendo as equações (4.4) e (4.5), na forma (Reginatto and Tragueta, 2008)

$$V_{si} = \frac{PX - QR}{V_\infty} \quad (4.6)$$

$$\begin{aligned} V_{sr} &= \frac{V_\infty}{2} + \sqrt{\left(\frac{V_\infty}{2}\right)^2 - V_{si}^2 + (PR + QX)} \\ &= \frac{V_\infty}{2} + \sqrt{\left(\frac{V_\infty}{2}\right)^2 - \left(\frac{PX - QR}{V_\infty}\right)^2 + (PR + QX)}. \end{aligned} \quad (4.7)$$

Em (4.7) foi considerada a solução com maior valor de tensão (sinal positivo à frente do radicando) por ser a solução correspondente à parte superior da curva PV ou relativa ao ponto de equilíbrio estável do sistema máquina barra-infinita (MBI).

No caso específico em que o AVV-DFIG é operado com $Q = 0$, a tensão no ponto de conexão resulta (Reginatto and Tragueta, 2008)

$$V_{si} = \frac{PX}{V_\infty} \quad (4.8)$$

$$V_{sr} = \frac{V_\infty + \sqrt{V_\infty^2 - 4(V_{si}^2 - PR)}}{2} \quad (4.9)$$

$$\tilde{V}_s = |\tilde{V}_s| = \sqrt{V_{sr}^2 + V_{si}^2} \quad (4.10)$$

$$\delta = \angle \tilde{V}_s = \tan^{-1} \left(\frac{V_{si}}{V_{sr}} \right). \quad (4.11)$$

Com base nas equações (4.8)-(4.11), pode-se avaliar se o critério de tensão é satisfeito ou não. Para cada valor de ρ na faixa [0,05 0,6] e X/R na faixa [0,5 15], calcula-se V_s para a potência ativa variando desde de 0,1 até 1,05 pu. Para que o critério de variação da tensão seja atendido, os valores de tensão obtidos devem estar entre V_{min} e V_{max} .

Quando o AVV-DFIG é operado com regulação da potência ativa e reativa, a injeção de potência no ponto comum de conexão é determinada pelos valores escolhidos como referência para os reguladores. Contudo, a viabilidade de transferência desta potência ativa ao sistema elétrico depende de várias outras variáveis, como a impedância do sistema MBI, a tensão na barra infinita e da tensão na barra do gerador. Assim, há um limite para o valor de potência ativa que poderá ser transferido ao sistema elétrico (Reginatto and Tragueta, 2008).

De acordo com a equação (4.7), existirá solução real apenas quando o termo dentro da raiz for maior ou igual a zero. A inexistência de solução real para esta equação mostra que não existe um valor de tensão capaz de atender a necessidade de transferência da potência P e Q ao sistema elétrico. Por outro lado, a máxima potência ativa que pode ser transferida do gerador ao SEP é determinada pelo termo dentro da raiz da equação (4.7) ser igual a zero (Reginatto and Tragueta, 2008)

$$\left(\frac{V_\infty}{2} \right)^2 - \left(\frac{P_k X - Q R}{V_\infty} \right)^2 + (P_k R + Q X) = 0 \quad (4.12)$$

ou ainda

$$X^2 P_k^2 - R(V_\infty^2 + 2QX)P_k + Q^2 R^2 - V_\infty^2 QX - \frac{V_\infty^4}{4} = 0. \quad (4.13)$$

A equação (4.13) é um polinômio de segundo grau e pode ser facilmente resolvido para

P_k . A solução que fornece o maior valor de P_k é (Reginatto and Tragueta, 2008)

$$P_k = \frac{R(V_\infty^2 + 2QX) + \sqrt{V_\infty^2(R^2 + X^2)(V_\infty^2 + 4QX)}}{2X^2}. \quad (4.14)$$

Explicitando a equação (3.5) em termos da tensão na barra infinita

$$V_\infty^2 = S_{cc} R \sqrt{1 + (X/R)^2} \quad (4.15)$$

e substituindo na equação (4.14), após diversas manipulações algébricas, chega-se a

$$P_k = \frac{S_{cc}}{2} \left[\frac{\kappa}{X/R} + \kappa^2 \sqrt{1 + \frac{4Q}{\kappa S_{cc}}} + \frac{1}{X/R} \frac{2Q}{S_{cc}} \right] \quad (4.16)$$

sendo $\kappa = \frac{\sqrt{1+(X/R)^2}}{X/R}$. Para cada valor de ρ e X/R avalia-se se a máxima potência, P_k , fornecida pela central eólica ao PCC é superior a $M_P P_n$.

No caso particular em que $Q = 0$, a máxima potência transferível ao sistema elétrico assume uma expressão mais simples, dada por (Reginatto and Tragueta, 2008)

$$P_k = \frac{S_{cc}}{2} \kappa \left[\frac{1}{X/R} + \kappa \right] = \frac{S_{cc}}{2} \left[\frac{\sqrt{1 + (X/R)^2}}{(X/R)^2} + \frac{1 + (X/R)^2}{(X/R)^2} \right]. \quad (4.17)$$

É interessante também avaliar a tensão terminal do gerador na condição em que a potência ativa é máxima. Levando $P = P_k$ em (4.6)-(4.7) tem-se (Reginatto and Tragueta, 2008)

$$V_{si} = \frac{P_k X - QR}{V_\infty} \quad (4.18)$$

$$V_{sr} = \frac{V_\infty}{2} \quad (4.19)$$

$$V_s = \sqrt{\left(\frac{V_\infty}{2}\right)^2 + \left(\frac{P_k X - QR}{V_\infty}\right)^2}. \quad (4.20)$$

Regulação de Fator de Potência - AVV-DFIG-F

A tensão nos terminais do AVV-DFIG quando o mesmo opera com fator de potência constante é calculada com base nas equações (4.6) e (4.7) substituindo a potência reativa por (Reginatto and Tragueta, 2008)

$$Q = \frac{\sqrt{1 - f_p^2}}{f_p} P \quad (4.21)$$

sendo f_p o fator de potência. Com isso, o critério de variação de tensão pode ser avaliado conforme apresentado na Subseção 4.1.2.

Uma vez que o fator de potência é mantido constante, a potência reativa fica atrelada ao valor da potência ativa gerada, através da equação (4.21). Neste caso, quando a potência ativa for máxima, o valor correspondente da potência reativa será (Reginatto and Tragueta, 2008)

$$Q_k = \frac{\sqrt{1 - f_p^2}}{f_p} P_k = \mu P_k \quad (4.22)$$

em que μ relaciona a potência ativa à reativa por meio do valor do fator de potência desejado. Considerando esta relação, a condição para máxima potência ativa dada pela equação (4.13) toma a forma (Reginatto and Tragueta, 2008)

$$(X - \mu R)^2 P_k^2 - (R + \mu X) V_\infty^2 P_k - \frac{V_\infty^4}{4} = 0. \quad (4.23)$$

Resolvendo a equação (4.23) e tomando-se a solução de máximo valor, chega-se a (Reginatto and Tragueta, 2008)

$$P_k = \frac{V_\infty^2}{2} \left[\frac{R + \mu X + \sqrt{(R + \mu X)^2 + (X - \mu R)^2}}{(X - \mu R)^2} \right]. \quad (4.24)$$

Utilizando a equação (4.15), pode-se expressar (4.24) em termos da potência de curto-circuito e da relação X/R , na forma (Reginatto and Tragueta, 2008)

$$P_k = \frac{P_{cc}}{2} \sqrt{1 + (X/R)^2} \left[\frac{1 + \mu X/R + \sqrt{(1 + \mu X/R)^2 + (\mu - X/R)^2}}{(\mu - X/R)^2} \right]. \quad (4.25)$$

Para cada valor de ρ indo de 0,05 até 0,6 e X/R na faixa [0,5 15], calcula-se a máxima potência ativa com base na equação (4.25) e compara-se com o critério de margem de potência.

Considerando (4.25) e levando (4.22) em (4.6)-(4.7) chega-se ao valor da tensão terminal na condição de máxima potência ativa transferível ao sistema elétrico cujo valor é (Reginatto and Tragueta, 2008)

$$V_{si} = \frac{(X - \mu R) P_k}{V_\infty} \quad (4.26)$$

$$V_{sr} = \frac{V_\infty}{2} \quad (4.27)$$

$$V_s = \sqrt{\left(\frac{V_\infty}{2}\right)^2 + \left(\frac{X - \mu R}{V_\infty}\right)^2 P_k^2}. \quad (4.28)$$

Regulação de Tensão - AVV-DFIG-V

Com o AVV-DFIG operando com regulação de tensão, independentemente de ter ou não regulação de potência ativa, sob o ponto de vista estático, a barra de conexão do aerogerador pode ser vista como uma barra PV, isto é, com potência ativa e tensão definidas.

Para isso, seja a barra do gerador uma barra PV e a tensão na barra infinita igual a $\tilde{V}_\infty = V_\infty + j0$, então a potência entregue pelo aerogerador ao sistema

$$\tilde{S} = P + jQ = \tilde{V}_s \tilde{I}_{s\infty}^* = \frac{\tilde{V}_s \tilde{V}_s^* - \tilde{V}_s V_\infty}{\tilde{Z}^*}. \quad (4.29)$$

Colocando esta equação em termos de suas partes reais e imaginárias

$$P = \frac{V_s^2}{Z} \cos(\theta_z) - \frac{V_s V_\infty}{Z} \cos(\theta_s + \theta_z) \quad (4.30)$$

$$Q = \frac{V_s^2}{Z} \sin(\theta_z) - \frac{V_s V_\infty}{Z} \sin(\theta_s + \theta_z). \quad (4.31)$$

A potência ativa também pode ser expressa na forma equivalente dada por

$$\begin{aligned} P &= \frac{V_s V_\infty}{Z} \left[\cos(\theta_z) \left(\frac{V_s}{V_\infty} - \cos(\theta_s) \right) + \sin(\theta_z) \sin(\theta_s) \right] \\ &= S_{cc} \frac{V_s}{V_\infty} \left[\cos(\theta_z) \left(\frac{V_s}{V_\infty} - \cos(\theta_s) \right) + \sin(\theta_z) \sin(\theta_s) \right] \end{aligned} \quad (4.32)$$

sendo $S_{cc} = V_\infty^2 / Z$.

Observando que $\tilde{Z} = R + jX = Z \angle \theta_z = Z \cos(\theta_z) + jZ \sin(\theta_z)$, tem-se

$$\cos(\theta_z) = \frac{R}{Z} = \frac{1}{\sqrt{1 + (X/R)^2}} \quad (4.33)$$

$$\sin(\theta_z) = \frac{X}{Z} = \frac{X/R}{\sqrt{1 + (X/R)^2}}. \quad (4.34)$$

Substituindo as equações (4.33) e (4.34) em (4.32)

$$P = S_{cc} \frac{V_s}{V_\infty} \frac{1}{\sqrt{1 + (X/R)^2}} \left[\frac{V_s}{V_\infty} - \cos(\theta_s) + \frac{X}{R} \sin(\theta_s) \right]. \quad (4.35)$$

Nos casos extremos da relação X/R , $\lim_{X/R \rightarrow 0} Z = R$ e $\lim_{X/R \rightarrow \infty} Z = jX$, a equação (4.35) pode ser dada por

$$\tilde{Z} = R \Rightarrow P = S_{cc} \frac{V_s}{V_\infty} \left[\frac{V_s}{V_\infty} - \cos(\theta_s) \right] \quad (4.36)$$

$$\tilde{Z} = jX \Rightarrow P = S_{cc} \frac{V_s}{V_\infty} \sin(\theta_s). \quad (4.37)$$

A equação (4.35) mostra que a potência ativa injetável pelo aerogerador no sistema elétrico depende da tensão no ponto de conexão, da tensão na barra infinita, das características do sistema elétrico (S_{cc} e X/R) e do ângulo da tensão terminal. Considerando a política de regulação da tensão na barra do gerador, V_s será constante. Assim, para um dado sistema elétrico, a inserção de potência fica relacionada diretamente com o ângulo da tensão na barra do gerador θ_s .

A derivada da potência ativa, dada pela equação (4.30), em relação a θ_s é

$$\frac{\partial P}{\partial \theta_s} = S_{cc} \frac{V_s}{V_\infty} \sin(\theta_s + \theta_z). \quad (4.38)$$

Assim, P atinge extremos sempre que $\theta_s + \theta_z$ for um múltiplo de π . Para $\theta_s + \theta_z$ é fácil verificar que $\partial^2 P / \partial \theta_s^2 > 0$ e, portanto, constitui um ponto de máximo da potência ativa em função de θ_s . Assim, a máxima potência transferível do AVV-DFIG para o sistema elétrico ocorre quando $\theta_s = \pi - \theta_z$

$$P_k = S_{cc} \frac{V_s}{V_\infty} \left[\frac{V_s}{V_\infty} \cos(\theta_z) + 1 \right] = S_{cc} \frac{V_s}{V_\infty} \left[\frac{V_s}{V_\infty} \frac{1}{\sqrt{1 + (X/R)^2}} + 1 \right]. \quad (4.39)$$

Essa equação é utilizada para avaliar quais os níveis de inserção de geração eólica, em função de X/R , atendem o critério de margem de potência. Para cada ρ e X/R calcula-se P_k com base na equação (4.39) e compara-se esse valor com o critério de margem de potência. Caso P_k for maior que $M_P P_n$, o nível de inserção de geração eólica atual, ρ , satisfaz o critério imposto para o valor de X/R atual.

Na situação em que o AVV-DFIG opera com regulação da tensão em seus terminais, V_s está dentro dos limites especificados. Contudo, como há uma limitação na potência aparente que pode ser fornecida ao PCC, considera-se nas análises se o AVV-DFIG-V é capaz de regular a tensão para diferentes pontos comum de conexão sem que o limite de potência aparente de 1,12 pu seja violado.

4.2 Limites de Inserção de Geração Eólica que Atendem a Variação da Tensão Terminal

Nas seções 4.1.1 e 4.1.2 apresentou-se a metodologia utilizada para calcular a tensão nos terminais do parque eólico e a máxima potência ativa injetada no ponto comum de conexão (PCC) para AVF-SCIG e AVV-DFIG, respectivamente. Também foi mencionado, como essas

variáveis são utilizadas para verificar quais os níveis de inserção de geração eólica possíveis de serem alcançados tendo a central eólica que atender o critério de variação da tensão terminal e/ou margem de potência. Com base nisso, nesta seção se pretende trazer os resultados dos níveis de inserção de geração eólica que satisfazem o critério de variação da tensão terminal para diferentes pontos comum de conexão considerando aerogeradores de indução, sendo que a influência desse critério também é analisada.

A fim de analisar como a variação da tensão terminal influencia nos limites de inserção de geração eólica, três situações são apresentadas na Figura 4.8 para AVF-SCIG-O.

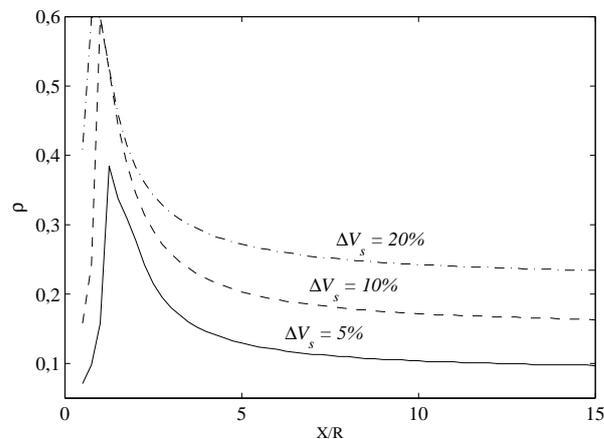


Figura 4.8: Nível de inserção de geração eólica máximo, com AVF-SCIG-O, considerando diferentes valores para o critério de variação da tensão terminal. $V_s = \pm 5\%$ (linha contínua); $V_s = \pm 10\%$ (linha tracejada); $V_s = \pm 20\%$ (linha traço-ponto).

Nota-se que, com o aumento da tolerância de variação da tensão terminal há um aumento nos níveis de inserção de geração eólica, sendo que há uma diferença de 140% em ρ quando é admitida uma tolerância na tensão terminal da central eólica de $\Delta V_s = 5\%$ e quando é admitida uma variação de $\Delta V_s = 20\%$. Como se está considerando apenas a influência da variação terminal e não o efeito da compensação de reativos, em todos os casos o máximo nível de inserção de geração eólica é alcançado com $X/R \approx 1$.

A Figura 4.9 mostra os limites de integração de centrais eólicas considerando a influência da compensação de reativos para AVF-SCIG. Nessa figura, as curvas delimitam os máximos níveis de inserção de geração eólica que atendem o critério de variação da tensão terminal para a faixa de operação de 0,1 até 1,05 pu de potência ativa. Para isso, considera-se uma tolerância de 5% para a variação da tensão em torno do valor base, $0,95 \leq V_s \leq 1,05$ pu.

Em geral, as curvas apresentadas na Figura 4.9 apresentam comportamento similar. Para valores pequenos de X/R (linhas de distribuição) o nível de inserção de geração eólica se aproxima de zero e para $X/R > 10$ (linhas de transmissão) não há grandes variações em ρ . Observa-se também que a compensação de reativos favorece a inserção de geração eólica e

desloca os pontos em que a inserção de geração eólica é máxima para a direita.

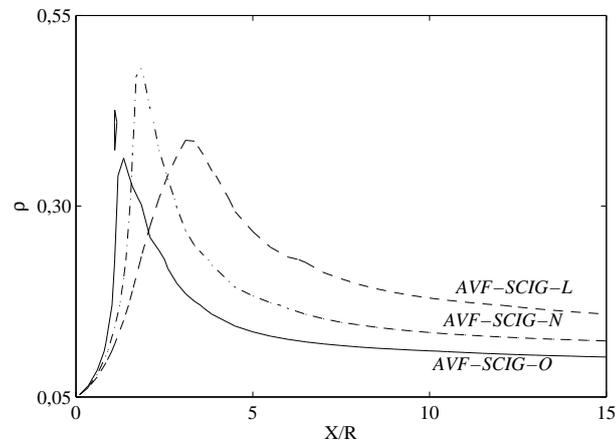


Figura 4.9: Limites do nível de inserção de geração eólica para $0,95 \leq V_s \leq 1,05$. AVF-SCIG-O (linha contínua); AVF-SCIG-N (linha traço-ponto); AVF-SCIG-L (linha tracejada).

Os resultados considerando a mesma tolerância para variação da tensão terminal são apresentados na Figura 4.10 para o AVV-DFIG e suas três políticas de operação: controle de potência reativa; controle do fator de potência; controle da tensão nos terminais do parque eólico. Os níveis de inserção de geração eólica diminuem para centrais eólicas conectadas em redes de distribuição a medida que o valor da relação X/R decresce. Por outro lado, ρ não sofre grandes alterações para parques eólicos conectados em sistemas de transmissão (valores elevados de X/R). Com esse tipo de tecnologia, AVV-DFIG, o máximo nível de inserção ocorre para valores de X/R na faixa de 2 - 5, dependendo da política de controle adotada.

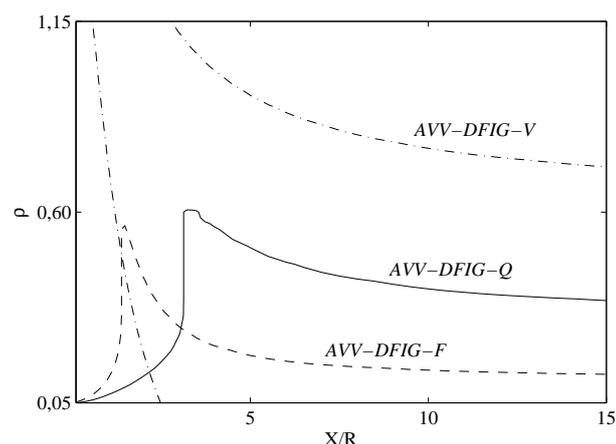


Figura 4.10: Limites do nível de inserção de geração eólica para $0,95 \leq V_s \leq 1,05$ pu. AVV-DFIG-Q (linha contínua); AVV-DFIG-F (linha tracejada); AVV-DFIG-V (linha traço-ponto).

O AVV-DFIG com regulação de tensão precisa de uma consideração especial para que a tensão terminal seja controlada. Neste caso, a potência aparente é limitada em 1,12 pu, correspondendo a um fator de potência de 0,9 (adiantado ou atrasado) à potência nominal. Na Figura

4.10, a linha pontilhada indica o limite do nível de inserção de geração eólica para o qual o gerador é capaz de controlar a tensão, devido sua capacidade limitada de absorver/fornecer potência reativa.

Com esse tipo de tecnologia, AVV-DFIG-V, e considerando a conexão em linhas de distribuição (valores pequenos da relação X/R), a máquina não é capaz de obedecer a regulação de tensão devido a potência reativa absorvida para prover a potência ativa nominal ser muito elevada. Aumentando o nível de inserção de geração eólica a potência reativa absorvida diminui e a regulação de tensão torna-se possível. Quando este mesmo parque eólico equipado com AVV-DFIG-V é conectados em linhas de transmissão, o mesmo passa a entregar potência reativa ao PCC a fim de manter a tensão regulada. A quantidade de potência reativa, neste caso, não é tão grande e a regulação de tensão pode ser atendida com valores elevados de inserção de geração eólica.

A fim de entender como os níveis de inserção de geração eólica são obtidos considerando o critério de variação da tensão terminal, considere um parque eólico constituído por aerogeradores de velocidade variável com geradores de indução de dupla alimentação e com regulação de potência reativa (AVV-DFIG-Q). Estando a central eólica conectada ao sistema elétrico de potência (SEP) através de linhas de distribuição a tensão terminal aumenta fazendo com que o limite superior do critério de variação da tensão terminal, V_{max} , limite a inserção de geração eólica. Por outro lado, quando a conexão se dá por meio de linhas de transmissão, o nível de inserção de geração eólica passa a ser limitado por V_{min} . Este fato é ilustrado pela curva PV na Figura 4.11 para o caso do AVV-DFIG-Q (curva contínua da Figura 4.10). A tensão terminal está dentro da tolerância especificada para todos os valores possíveis de potência ativa quando o nível de inserção de geração eólica está abaixo dos limites especificados, $\rho = 0,3$ em $X/R = 8$ na Figura 4.10. Isso pode ser verificado na Figura 4.11 (curva tracejada). Quando o nível de inserção de geração eólica excede seu valor limite, $\rho = 0,3$ em $X/R = 1$ e $\rho = 0,5$ em $X/R = 10$ na Figura 4.10, significa que a tensão também extrapola a tolerância, sendo que para X/R pequeno, V_{max} é excedido (linha contínua) e para X/R elevado V_{min} é extrapolado (linha pontilhada).

As diferentes tecnologias e as políticas de controle impactam nos níveis de inserção de geração eólica que satisfazem uma variação aceitável para a tensão terminal. A compensação do fator de potência através de bancos de capacitores fixos aumenta os nível de inserção de geração eólica para o AVF-SCIG quando a relação X/R é elevada (conexão ao SEP por meio de linhas de transmissão). Também, a compensação do fator de potência move os picos do nível de inserção de geração eólica para a direita, no sentido crescente da relação X/R . A partir disso, para X/R na faixa de 1 a 5, o limite do nível de inserção de geração eólica pode ser menor ou maior de acordo com o caso considerado. Um comportamento similar pode ser observado para o AVV-DFIG com controle de potência reativa e com controle de fator de potência. No caso ilustrado, o fator de potência é regulado para 0,95 adiantado, então um valor elevado para o nível

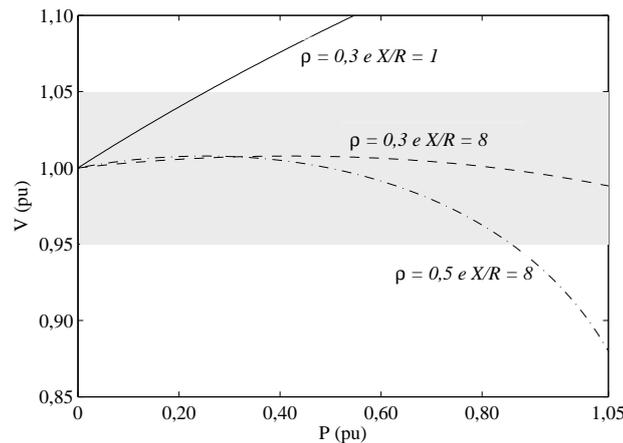


Figura 4.11: Curva PV para o AVV-DFIG-Q com controle de potência reativa ajustado em $Q = 0$: $\rho = 0,3$ e $X/R = 1$ (linha contínua); $\rho = 0,3$ e $X/R = 8$ (linha tracejada); $\rho = 0,5$ e $X/R = 8$ (linha traço-ponto).

de inserção de geração eólica é obtido para valores de X/R pequenos (conexão ao SEP através de linhas de distribuição). Regulando a potência reativa em zero, grandes níveis de inserção de geração eólica são obtidos para valores elevados da relação X/R . A regulação de tensão nos terminais do AVV-DFIG permite níveis de inserção de geração elevados para grandes valores de X/R . Por outro lado, vários valores de inserção de geração eólica não são possíveis quando X/R é pequeno devido a limitação de potência reativa absorvida pela máquina.

4.3 Limites de Inserção de Geração Eólica que Atendem a Margem de Potência

Embora o critério estático de margem de potência não seja especificado à conexão de centrais eólicas, esse requisito é uma medida da estabilidade de tensão, pois define um valor mínimo para a máxima potência ativa injetável no PCC. Contudo, dependendo das características do ponto comum de conexão, da tecnologia empregada na conversão de energia eólica, da estratégia de controle/operação e das características do PCC o parque eólico não consegue atender o critério de margem de potência. Nesta seção se pretende analisar de que forma esse critério impacta nos níveis de inserção de geração eólica considerando aerogeradores de indução.

A Figura 4.12 mostra a influência do critério de margem de potência nos limites de inserção de geração eólica, considerando $M_P = 20\%$, $M_P = 30\%$ e $M_P = 50\%$.

Assim como obtido com o critério de variação da tensão terminal, a medida que a severidade do critério de margem de potência vai diminuindo (valores menores de M_P), maior é o nível de inserção de geração eólica. Quando a máxima potência ativa injetável no ponto de

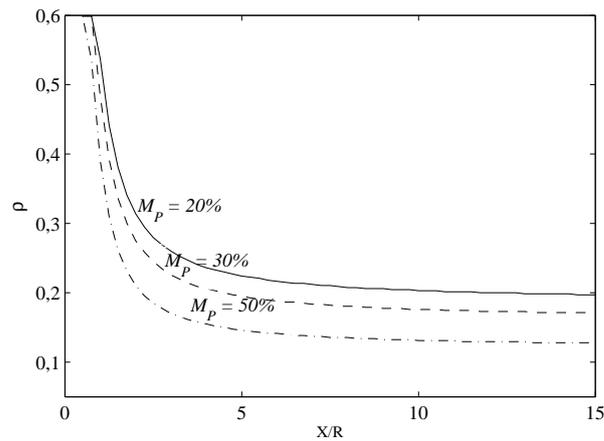


Figura 4.12: Nível de inserção de geração eólica máximo, com AVF-SCIG-O, considerando diferentes valores para o critério de margem de potência. $M_P = 20\%$ (linha contínua); $M_P = 30\%$ (linha tracejada); $M_P = 50\%$ (linha traço-ponto).

conexão tem que ser superior a 1,5 pu, por exemplo, o menor valor obtido para ρ corresponde a 15% de S_{cc} . Se a máxima potência ativa injetável tem seu valor reduzido para uma condição de 1,2 pu, os níveis de inserção de geração eólica podem ser ampliados para 20% de S_{cc} . Nota-se também que para a conexão em linhas de distribuição (pequenos valores de X/R), obtém-se os valores máximos de ρ .

A Figura 4.13 mostra os limites dos níveis de inserção de geração eólica imposto por uma margem de potência de 30%, para o AVF-SCIG e a Figura 4.14 mostra um resultado similar para o AVV-DFIG considerando uma margem de potência de 50%.

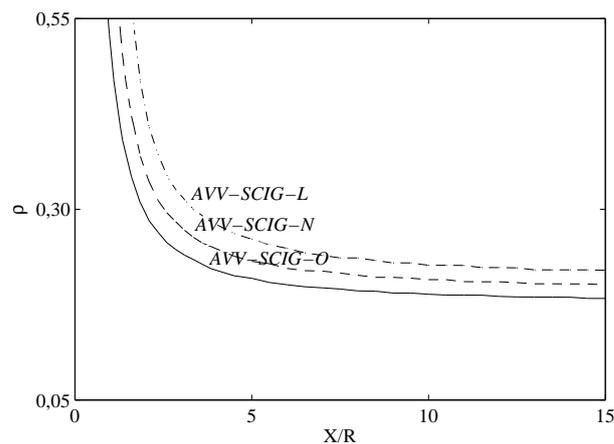


Figura 4.13: Limites do nível de inserção de geração eólica para $M_P = 30\%$. AVF-SCIG-O (linha contínua); AVF-SCIG-N (linha tracejada); AVF-SCIG-L (linha traço-ponto).

A margem de potência impõem perfis similares aos níveis de inserção de geração eólica. Para todos os valores de X/R maiores que 5, o nível de inserção de geração eólica máximo é aproximadamente uma constante. E para valores menores que 5, o nível de inserção de geração

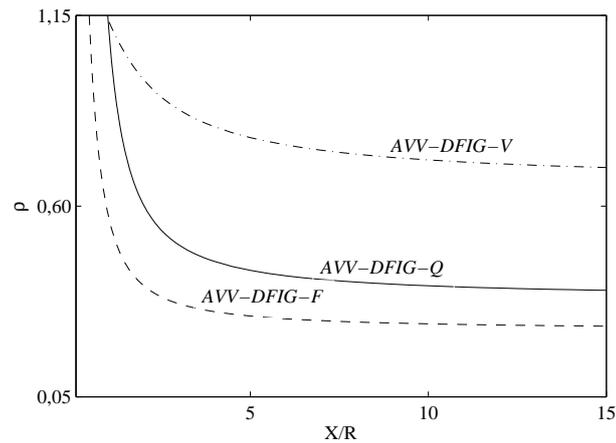


Figura 4.14: Limites do nível de inserção de geração eólica para $M_P = 50\%$. AVV-DFIG-Q (linha contínua); AVV-DFIG-F (linha tracejada); AVV-DFIG-V (linha traço-ponto).

eólica aumenta conforme X/R se aproxima de zero com taxas que variam de acordo com o caso considerado.

O perfil de ρ mostra que parques eólicos conectados ao sistema de transmissão (alto valor de X/R) atendem ao critério de potência com níveis de inserção de geração eólica menores se comparado aos que são conectados ao sistema de distribuição (baixo valor de X/R).

Comparando os casos do AVF-SCIG nota-se que a compensação de potência reativa aumenta os limites do nível de inserção de geração eólica para todos os valores de X/R , em uma quantidade de 10 a 25%. A correção do fator de potência nos terminais do parque eólico permite aumentar a potência inserida ao ponto comum de conexão, o qual aumenta o nível de inserção de geração eólica.

Para o AVV-DFIG, operar com controle do fator de potência adiantado se configura como o pior caso, Figura 4.14, enquanto a regulação da tensão atinge níveis de inserção de geração eólica elevados (exceto para valores pequenos de X/R). A operação com fator de potência unitário permite um perfil dos níveis de inserção de geração eólica similar ao obtido com o AVF-SCIG, porém com níveis muito maiores (deve-se levar em consideração a margem de potência especificada em ambos os casos).

Considerando o critério da margem de potência, em geral, o AVV-DFIG alcança níveis de inserção de geração eólica muito maiores que os obtidos com AVF-SCIG. Além disso, nota-se que a geração de potência reativa possui grande efeito nos níveis de inserção de geração eólica atingindo melhores resultados quando a tensão terminal é mantida constante.

4.4 Composição dos Critérios

As análises consideraram os níveis de inserção de geração eólica que satisfazem um único critério com parques eólicos equipados com aerogeradores de indução. Para a conexão de centrais eólicas, vários requisitos são especificados de modo que os indicadores de qualidade de tensão e confiabilidade sejam atendidos. Com isso, nesta seção pretende-se mostrar o efeito que a combinação dos requisitos técnicos estáticos tem sob os níveis de inserção de geração eólica.

O impacto dos critérios de variação da tensão terminal e margem de potência nos níveis de inserção de geração eólica para o AVV-DFIG-Q são apresentados na Figura 4.15. As curvas indicam os valores máximos de ρ que podem ser alcançados quando esses critérios são especificados à conexão de centrais eólicas. Por outro lado, o nível de inserção de geração eólica máximo, para cada valor de X/R , capaz de atender simultaneamente o critério de variação da tensão terminal e o critério de margem de potência é igual ao valor de ρ que atinge a primeira das duas curvas. Por exemplo, para pequenos valores de X/R , o nível de inserção de geração eólica é limitado pelo critério de variação da tensão terminal, sendo que para $3 \leq X/R \leq 11$ o nível de inserção de geração eólica passa a ser limitado pelo critério de margem de potência e para $X/R \geq 15$ volta a ser limitado pelo critério de variação da tensão terminal.

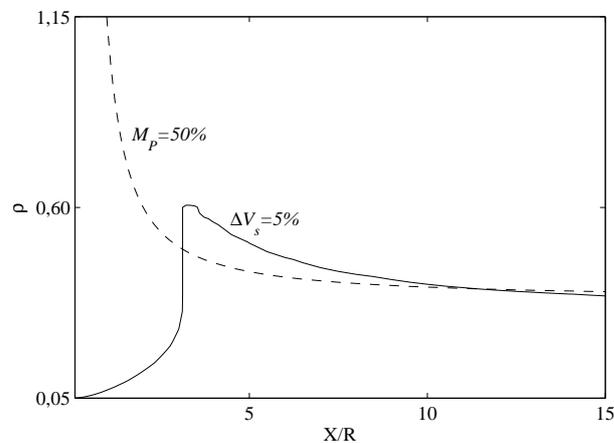


Figura 4.15: Limites do nível de inserção de geração eólica considerando AVV-DFIG-Q combinando dois critérios: variação de tensão com $\Delta V_s = 5\%$ (linha contínua); margem de potência com $M_P = 50\%$ (linha tracejada).

No caso em que a central eólica emprega AVV-DFIG operando com regulação do fator de potência, para quase todos os valores de X/R , os níveis de inserção de geração eólica ficam limitados pelo critério de variação da tensão terminal conforme mostra a Figura 4.16. Neste caso, o critério de margem de potência impacta no valor de máximo da curva de ρ definida pelo critério de variação da tensão terminal.

A Figura 4.17 mostra os níveis de inserção de geração eólica com AVV-DFIG-V con-

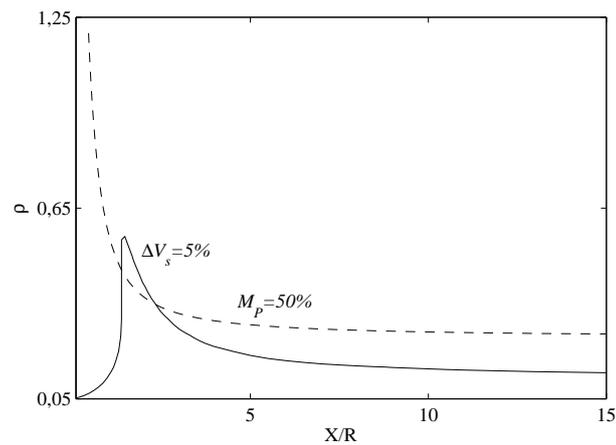


Figura 4.16: Limites do nível de inserção de geração eólica considerando AVV-DFIG-F combinando dois critérios: variação de tensão com $\Delta V_s = 5\%$ (linha contínua); margem de potência com $M_P = 50\%$ (linha tracejada).

siderando os critérios de variação da tensão terminal e margem de potência. Os valores de ρ obtidos com o AVV-DFIG operando com regulação de tensão apresentam uma particularidade em relação aos demais por exigirem que um valor mínimo de ρ seja especificado à conexão de centrais eólicas, dependendo de X/R , a fim de atender o critério de variação da tensão terminal. Por outro lado, os valores máximos de ρ são impactados pelo critério de margem de potência para todos os valores de X/R analisados.

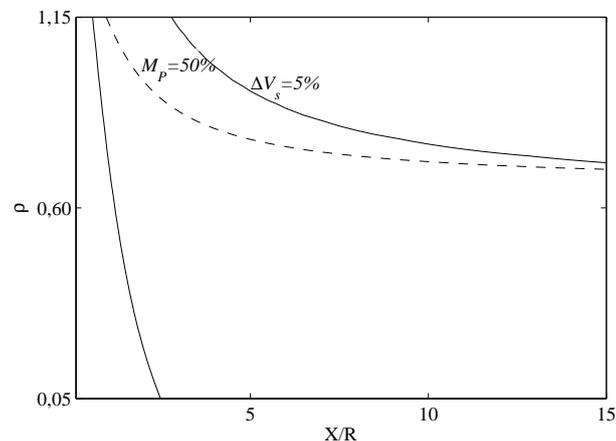


Figura 4.17: Limites do nível de inserção de geração eólica considerando AVV-DFIG-V combinando dois critérios: variação de tensão com $\Delta V_s = 5\%$ (linha contínua); margem de potência com $M_P = 50\%$ (linha tracejada).

A Figura 4.18 mostra a composição dos critérios de variação de tensão e margem de potência para o AVF-SCIG-O. Nota-se que o critério de margem de potência não impacta nos níveis de inserção de geração eólica, sendo o requisito técnico de variação de tensão o responsável por determinar a região de inserção segura.

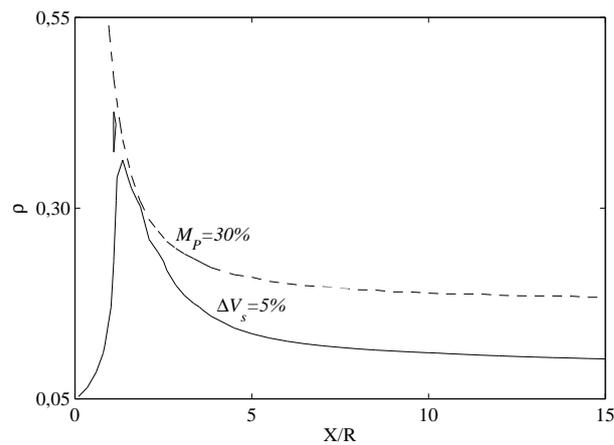


Figura 4.18: Limites do nível de inserção de geração eólica considerando AVF-SCIG-O combinando dois critério: variação de tensão com $\Delta V_s = 5\%$ (linha contínua); margem de potência com $M_P = 30\%$ (linha tracejada).

As figuras 4.19 e 4.20 mostram os níveis de inserção de geração para AVF-SCIG-N e AVF-SCIG-L, respectivamente, considerando os critérios de margem de tensão e variação da tensão terminal. Em ambas figuras, o impacto do critério de margem de potência e o critério de variação da tensão terminal em relação aos níveis de inserção de geração eólica são bastante similares, sendo que o critério de variação da tensão terminal impõem limites mais severos a inserção de geração eólica para quase todos os valores da relação X/R .

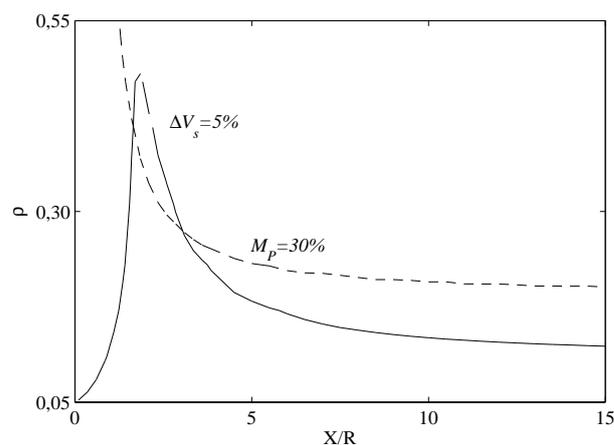


Figura 4.19: Limites do nível de inserção de geração eólica considerando AVF-SCIG-N combinando dois critério: variação de tensão com $\Delta V_s = 5\%$ (linha contínua); margem de potência com $M_P = 30\%$ (linha tracejada).

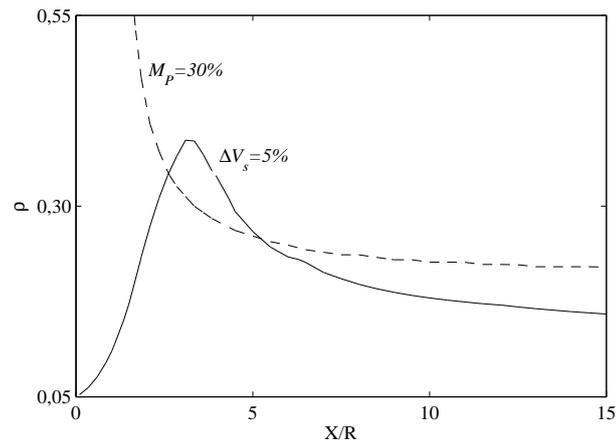


Figura 4.20: Limites do nível de inserção de geração eólica considerando AVF-SCIG-L combinando dois critérios: variação de tensão com $\Delta V_s = 5\%$ (linha contínua); margem de potência com $M_P = 30\%$ (linha tracejada).

4.5 Conclusão

Neste capítulo avaliou-se o efeito de critérios estáticos na inserção de geração em sistemas de potência em diferentes pontos comum de conexão. Duas tecnologias foram consideradas nas análises, AVF-SCIG e AVV-DFIG, e três formas de operação/controlado para cada uma delas. Os critérios estáticos analisados foram: variação da tensão terminal e margem de potência. Os resultados que satisfazem um ou ambos critérios foram apresentados em termos dos parâmetros do PCC em curvas de ρ em função de X/R .

Todos os casos, com exceção o que considera o AVV-DFIG-V, apresentam perfis dos níveis de inserção de geração eólica semelhante para cada critério analisado. O nível máximo de inserção determinado pelo requisito técnico de margem de potência apresenta um comportamento monotônico para todos os casos, sendo elevado para a conexão em redes de distribuição, decrescendo e se tornando constante a medida que X/R aumenta. Os resultados mostraram que o critério de margem de potência impõem limites menores à inserção de geração eólica quanto maior for o valor de M_P .

O critério de variação da tensão terminal apresenta um perfil para a inserção de geração eólica que tende a um máximo para X/R na faixa entre 2 e 5, tende a zero para quando a conexão se dá em linhas de distribuição (valores baixos de X/R) e aproxima-se de uma constante quando a central eólica é conectada ao SEP através de linhas de transmissão (valores elevados de X/R). Ademais, observou-se que quanto menor a tolerância dada para a variação de V_s , mais severos são os níveis de inserção de geração eólica.

Em geral, combinando os critérios analisados, verifica-se que a conexão de centrais eólicas em redes de distribuição, valores pequenos da relação X/R , não favorece a inserção de

geração eólica, exceto para o caso que considera o AVV-DFIG-V. Ademais, quando o parque eólico está equipado com AVV-DFIG os limites obtidos para o nível de inserção de geração eólica são maiores se comparados à central eólica que emprega AVF-SCIG.

Outras análises também foram feitas a fim de caracterizar o impacto que os critérios de variação da tensão terminal e margem de potência tem nos níveis de inserção de geração eólica considerando o AVV-DFIG operando com tensão desbalanceada (Reginatto et al., 2011). Contudo, esses resultados não foram analisados nesta dissertação.

Capítulo 5

Limites de Inserção de Geração Eólica Considerando Aspectos Transitórios

No Capítulo 4 analisou-se os níveis de inserção de geração eólica possíveis de serem alcançados quando são considerados critérios estáticos para avaliar a conexão de centrais eólicas. Para isso, considerou-se parques eólicos equipados com AVF-SCIG e AVV-DFIG tendo que atender a uma certa tolerância para a variação da tensão terminal e/ou ter potência máxima superior a uma potência crítica, sendo essa especificada em termos de uma margem em relação à potência nominal. A análise foi realizada para centrais eólicas equipadas com AVF-SCIG e AVV-DFIG, sendo que na primeira considerou-se a influência do fator de potência e na segunda da estratégia de controle adotada.

O estudo realizado no Capítulo 4 dá indicativos para os limites de inserção de geração eólica determinados por características de comportamento em regime permanente dos aerogeradores e sistema elétrico. Contudo, é comum em sistemas elétricos de potência (SEP) a ocorrência de distúrbios na rede como: curtos-circuitos, variação de cargas, entrada ou saída de linhas de transmissão. Em tais condições, os critérios estáticos especificados à conexão quase sempre são temporariamente violados sendo necessário definir outros critérios para indicar condições seguras de funcionamento.

Neste sentido, a fim de preservar indicadores de qualidade de tensão e confiabilidade são impostos requisitos de desempenho transitório à conexão de centrais eólicas. Em suma, esses critérios admitem variações maiores do que as definidas pelos critérios estáticos considerando para isso uma duração máxima para o evento.

Dentre os critérios que consideram aspectos transitórios à conexão de centrais eólicas destaca-se o requisito de sustentação durante faltas, o qual exige que a central eólica não seja desconectada do SEP mesmo com a tensão em seus terminais chegando a valores extremamente baixos - desde que para curtos intervalos de tempo. Até há alguns anos, as centrais eólicas eram desconectadas do SEP quando a tensão em seus terminais caísse abaixo de 0,8 pu (Ferreira et al., 2008). Contudo, com o aumento da penetração desse tipo de fonte, as concessionárias que

administram o sistema de transmissão passaram a exigir maior participação das centrais eólicas na presença de distúrbios na rede com o objetivo de preservar os indicadores de qualidade de tensão e confiabilidade.

Neste capítulo, objetiva-se ampliar as análises a respeito da quantidade de potência que pode ser inserida em um dado ponto comum de conexão (PCC) estando a central eólica na presença de distúrbios originados por curtos-circuitos. Dessa forma, objetiva-se avaliar aos impactos de requisitos impostos sobre o comportamento transitórios da conexão de parques eólicos em sistemas elétricos de potência, sobre os níveis de inserção de geração eólica. A análise é conduzida considerando como critério imposto à conexão desse tipo fonte (geração eólica) o requisito técnico de sustentação durante faltas apresentado em (ONS, 2009). Os resultados são apresentados em termos dos parâmetros do PCC, mais especificamente da potência de curto-circuito, S_{cc} , e da relação entre a resistência e a reatância da impedância equivalente do sistema, X/R , para centrais eólicas equipadas com AVF-SCIG e AVV-DFIG.

Na Seção 5.1 é apresentada a metodologia empregada nas análises para duas centrais eólicas, sendo uma equipada com aerogerador de velocidade fixa com gerador de indução de rotor em gaiola (AVF-SCIG) e a outra com aerogerador de velocidade variável com gerador de indução de dupla alimentação (AVV-DFIG). Os resultados são divididos de acordo com a tecnologia empregada na conversão de energia eólica em elétrica e apresentados na Seção 5.2 para o parque equipado com AVF-SCIG e na Seção 5.3 para o parque que emprega AVV-DFIG. Na Seção 5.4 é realizada uma comparação entre os níveis de inserção de geração eólica possíveis de serem alcançados considerando critérios estáticos e transitórios. Uma sumarização deste capítulo destacando os principais resultados pode ser obtida na Seção 5.5.

5.1 Metodologia Empregada nas Análises

Nesta seção se apresenta a metodologia empregada para levantar os níveis de inserção de geração eólica, ρ , para AVF-SCIG e AVV-DFIG considerando o comportamento transitório dessas tecnologias. Com isso, e tendo em vista que para caracterizar a inserção de geração eólica se parte da premissa de que pelo menos um critério técnico deve ser especificado à conexão, considera-se a influência do requisito técnico de sustentação durante faltas para avaliar os níveis de inserção de geração eólica.

Esse requisito é especificado à operação de centrais eólicas conectadas em sistemas elétricos de potência, cuja finalidade é definir o perfil para a tensão no ponto comum de conexão (PCC). No Brasil, por exemplo, o Operador Nacional do Sistema (ONS) especifica que a central eólica deve continuar operando se a tensão em seus terminais permanecer dentro da região hachurada da Figura 5.1, retirada da Subseção 3.1.6 e reproduzida por simplicidade.

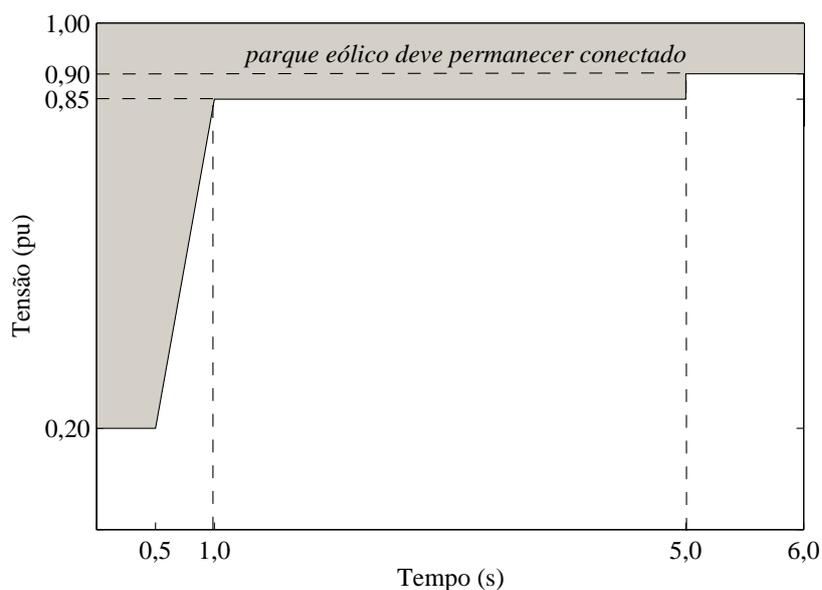


Figura 5.1: Requisito de sustentação durante faltas. Fonte: (ONS, 2009).

Neste trabalho, para determinar os limites do nível de inserção de geração eólica para o qual a central atende ao requisito de sustentação durante faltas em função da relação X/R , adota-se o perfil de tensão conforme o requisito definido pelo ONS. Considera-se como nível de inserção de geração eólica admissível aquele para o qual a tensão no PCC, V_s , não viola os limites impostos pelo requisito de sustentação durante faltas definido pelo ONS antes e após o distúrbio ser aplicado na rede. Com isto, o limite de inserção obtido é o que garante que a central eólica não será desconectada durante a falta. É claro que, conforme estabelece o procedimento de rede, a violação do perfil de tensão não implica na desconexão da central eólica. Entretanto, na presença de uma violação, o parque estaria autorizado a desconectar-se da rede e, neste sentido, o foco da análise é estabelecer os níveis de inserção compatíveis com a operação sem desconexão do parque.

Para produzir tais distúrbios, o parque eólico é submetido a vários curtos-circuitos trifásicos no PCC através da inserção de uma reatância indutiva conforme mostrado na Figura 5.2. A fim de estabelecer comparações, a indutância é dimensionada para produzir afundamentos momentâneos de tensão (AMT's) com valores especificados dentro da região hachurada da Figura 5.1. Ao final do período de falta a impedância é removida (distúrbio é eliminado) e as condições do sistema são restabelecidas em um dado ponto de operação.

Como é impossível estudar todos afundamentos momentâneos de tensão para os quais as centrais eólicas devem permanecer conectadas ao sistema elétrico de potência (SEP) (região hachurada da Figura 5.1), são considerados alguns casos representativos das condições média e extremas. Os afundamentos momentâneos de tensão considerados nas análises tanto para o AVF-SCIG quanto para o AVV-DFIG são apresentados na Tabela 5.1. A Figura 5.3 mostra

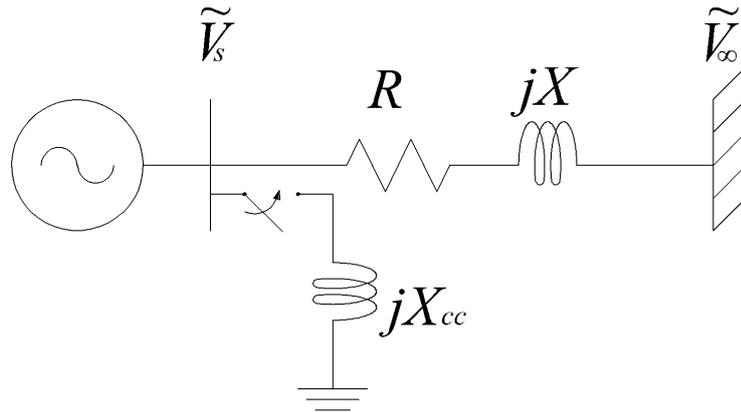


Figura 5.2: Modelo implementado para representar um curto-circuito trifásico nos terminais tanto do AVF-SCIG quanto do AVV-DFIG.

alguns exemplos do AMT's especificados na Tabela 5.1.

Tabela 5.1: Afundamentos momentâneos de tensão empregados nas análises do nível de inserção de geração eólica com AVF-SCIG e AVV-DFIG.

AVF-SCIG		AVV-DFIG	
Amplitude (pu)	Duração (ms)	Amplitude (pu)	Duração (ms)
0,20	500	0,20	500
-	-	0,30	570
0,35	610	0,35	610
0,50	727	0,50	727
0,65	840	0,65	840

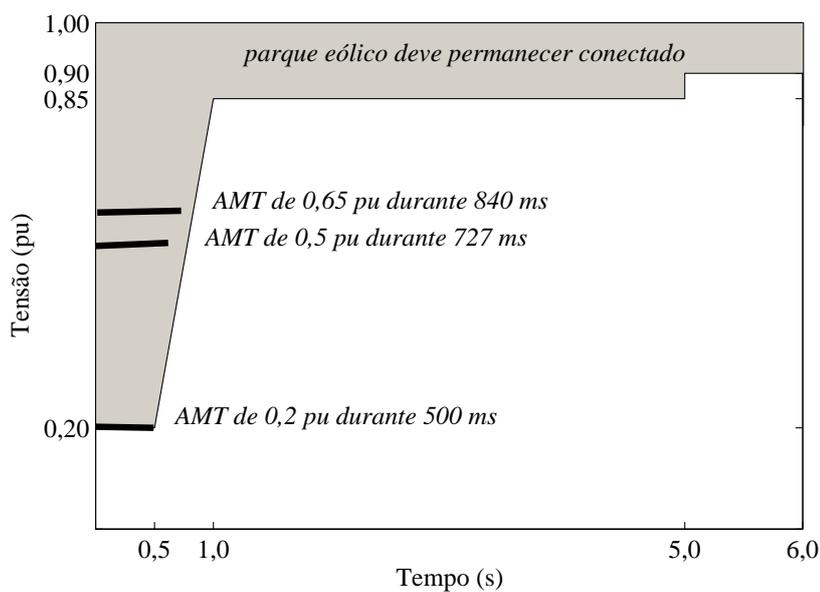


Figura 5.3: Exemplo de um AMT gerado pela inserção de uma reatância indutiva nos terminais do parque eólico.

A fim de ampliar o entendimento da metodologia aplicada sumariza-se abaixo o procedimento iterativo utilizado para determinar os níveis de inserção de geração eólica compatíveis com o requisito de suportabilidade a afundamentos momentâneos de tensão especificado pelo Operador Nacional do Sistema em (ONS, 2009):

1. Independente da tecnologia empregada nas análises, em condição de pré-falta a central eólica está operando à potência nominal. O motivo para isso é que se supõem que essa seja a condição mais severa para a inserção de geração eólica, na presença de um AMT, tendo o parque que cumprir com o requisito técnico de sustentação durante faltas.
2. Para um determinado valor da relação X/R especifica-se um nível de inserção de geração eólica tentativa, ρ_t , e calcula-se as condições iniciais para a simulação do sistema compatíveis com a condição de operação pré-falta e a impedância equivalente do SEP dada pela equação (3.5). As condições iniciais variam porque dependem de ρ e X/R . A Figura 4.2 apresentada na Subseção 4.1.1 e repetida na Figura 5.4 ilustra o fato exposto.

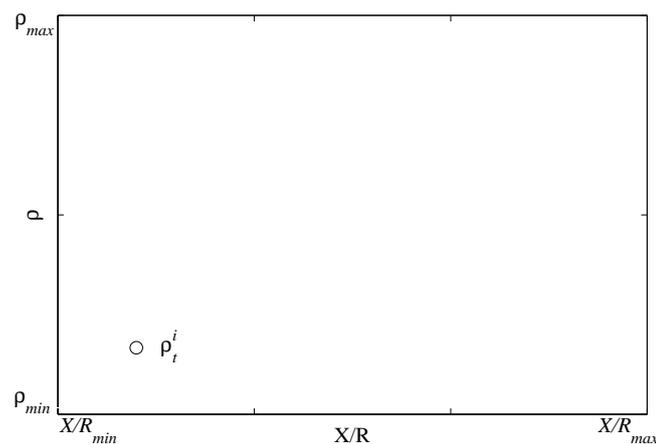


Figura 5.4: Primeira estimativa para determinar o limite do nível de inserção de geração eólica em função de um valor de X/R especificado.

3. Via procedimento iterativo, determina-se o valor da impedância de falta que produz o afundamento de tensão desejado na barra do gerador, considerando os valores específicos de X/R e ρ_t .
4. Com a impedância de falta determinada, o sistema é simulado para o AMT especificado.
5. A tensão nos terminais da central eólica é comparada com os limites do requisito de sustentação durante faltas mostrados na Figura 5.1. Com isso, o valor de ρ_t é incrementado, nas condições em que V_s não viola os limites do requisito de sustentação durante faltas, ou decrementado, caso V_s extrapole os limites da Figura 5.1. O processo se repete até que o nível de inserção de geração eólica máximo, ρ_{max} , seja encontrado.

Para determinar o valor de ρ_{max} (passo 2 até o passo 5) e a indutância de falta (passo 3) no algoritmo descrito acima, utiliza-se o método da bissecção.

O nível de inserção de geração eólica que pode ser alcançado satisfazendo o requisito técnico de sustentação durante faltas é derivado para duas tecnologias: (1) AVF-SCIG e (2) AVV-DFIG. Ambos os parques são compostos por 10 aerogeradores de 2 MW cada, 50 Hz, 4 polos e com tensão de estator de 690 V e representados por um aerogerador equivalente de 20 MW (Akhmatov, 2003a), sendo que os parâmetros utilizados nas simulações podem ser encontrados no Apêndice A.

Em função da complexidade da análise, todos os resultados são obtidos numericamente através de simulações computacionais.

5.2 Limites de Inserção de Geração Eólica com AVF-SCIG

Nesta seção são determinados os níveis de inserção de geração máximos tendo o parque eólico que atender o requisito técnico de sustentação durante faltas para AVF-SCIG. Como esta tecnologia emprega bancos capacitivos para realizar a correção do fator de potência, também verificou-se o impacto da compensação de potência reativa nos níveis de inserção de geração eólica para os casos em que: (i) não há compensação de potência reativa (AVF-SCIG-O); (ii) há compensação de potência reativa para operação à vazio (AVF-SCIG-N) e (iii) existe compensação de potência reativa dimensionada para operação a plena carga (AVF-SCIG-L). A correção do fator de potência é representada pela inserção de uma reatância capacitiva, X_c , entre o PCC e a terra, sendo que para AVF-SCIG-O $X_c = \infty$ pu, para AVF-SCIG-N $X_c = 4,0452$ pu e para AVF-SCIG-L $X_c = 2,227$ pu.

O estudo é feito em torno de um ponto de operação próximo da condição nominal de geração da central eólica, correspondente a um torque mecânico de $T_t = 0,99$ pu, pois supõe-se que essa seja a condição mais severa à inserção de geração eólica. Salienta-se que este valor de torque apenas define a condição de operação pré-falta, pois a dinâmica da turbina é considerada nas simulações. Com isso o torque é variável ao longo do período de falta e pós-falta.

A Figura 5.5 mostra os níveis de inserção de geração eólica obtidos com AVF-SCIG considerando os AMT apresentados na Tabela 5.1 para AVF-SCIG-O tendo o parque que atender o requisito de sustentação durante faltas especificado em (ONS, 2009) apresentado na Figura 5.1. Cada curva ilustrada nessa e nas demais figuras, que consideram aspectos transitórios da conexão de centrais eólicas, levam em média 14 horas para serem obtidas pelo algoritmo descrito na Seção 5.1, em um computador de porte pessoal.

Nota-se que as curvas de ρ em função X/R apresentam um comportamento similar para

todos os AMT's aplicados nos terminais do aerogerador. Para a conexão em linhas de transmissão (valores elevados da relação X/R), o nível de inserção de geração eólica mantém-se constante independente do AMT. Ademais, para os AMT's de 0,20, 0,30 e 0,35 pu as curvas do máximo nível de inserção de geração eólica apresentam um comportamento monotonicamente decrescente, enquanto que o perfil de ρ em função de X/R , para os AMT's de 0,5 e 0,65 pu, apresentam um pico.

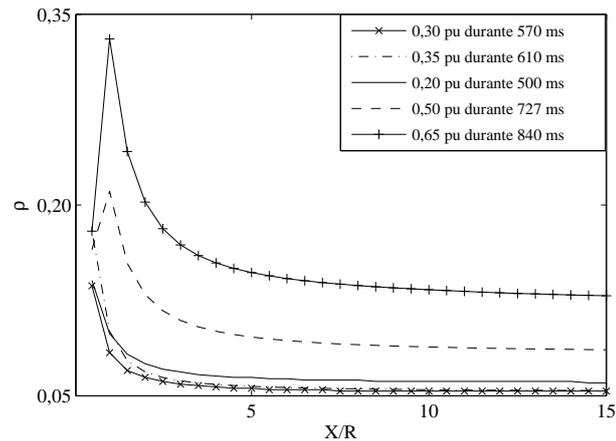


Figura 5.5: Nível de inserção de geração eólica para AVF-SCIG-O considerando os AMT apresentados na Tabela 5.1.

O perfil dos níveis de inserção de geração eólica para AVF-SCIG-N (Figura 5.6) aproxima-se do encontrado quando a central eólica opera com AVF-SCIG-O (Figura 5.5). Neste caso em que o AVF-SCIG está operando com banco de capacitores dimensionados para operação à vazio considerando a conexão em linhas de transmissão e o AMT de 0,35 pu durante 610 ms, os níveis de inserção de geração eólica máximos correspondem a 5,6% (Figura 5.6). Enquanto isso, na presença de um AMT de 0,65 pu durante 840 ms, tendo o parque eólico que atender o requisito de sustentação durante faltas especificado em (ONS, 2009), tem-se $\rho = 26,5\%$ para $X/R > 10$. Entre o AMT mais severo e o menos crítico à inserção de geração eólica, há um aumento de 373% em ρ .

A Figura 5.7 mostra os níveis de inserção de geração eólica para AVF-SCIG-L considerando aspectos transitórios da conexão de centrais eólicas em sistemas elétricos de potência. Uma particularidade desse caso é que, na presença de um AMT de 0,35 pu durante 610 ms, o ponto de máximo na curva de ρ não situa-se em $X/R = 0,5$, sendo este deslocado para a direita.

Um aspecto relevante é que os níveis de inserção de geração eólica obtidos com AVF-SCIG mostram que o AMT de 0,2 pu não se configura como o pior caso, conforme mostram as figuras 5.5, 5.6 e 5.7. Porém, o AMT de 0,30 pu durante 570 ms e o AMT de 0,35 pu durante 610 ms são as condições que impõem limites mais severos à inserção de geração eólica. Esse resultado não seria esperado, pois, em princípio, o afundamento momentâneo de tensão mais severo tenderia a ser o pior caso para a inserção de geração eólica. Entretanto como os

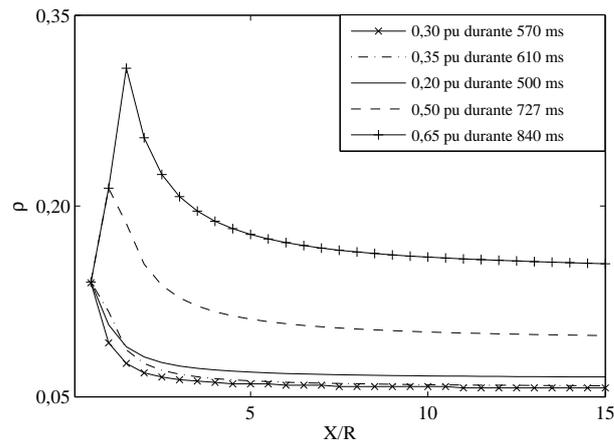


Figura 5.6: Nível de inserção de geração eólica para AVF-SCIG-N considerando os AMT apresentados na Tabela 5.1.

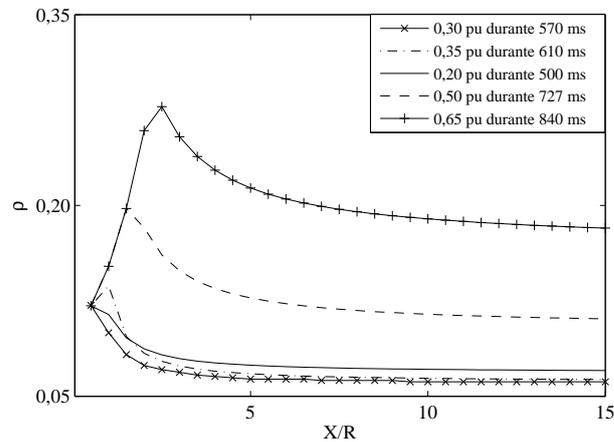


Figura 5.7: Nível de inserção de geração eólica para AVF-SCIG-L considerando os AMT apresentados na Tabela 5.1.

afundamentos considerados possuem tanto profundidade quanto duração distintos, entende-se que a duração do AMT deva ser a causa destes resultados.

A seguir analisa-se a influência da correção do fator de potência. Para isso, considera-se AMT específicos e compara-se os limites de inserção de geração eólica contidos para cada caso de compensação de potência reativa.

Os níveis de inserção de geração eólica considerando a influência da correção do fator de potência para os afundamentos momentâneos de tensão de 0,2 pu durante 500 ms (Figura 5.8), 0,30 pu durante 570 ms (Figura 5.9), 0,35 pu durante 610 ms (Figura 5.10), 0,50 pu durante 727 ms (Figura 5.11) e 0,65 pu durante 840 ms (Figura 5.12). Nestas figuras, e similarmente nas demais, os níveis de inserção localizados abaixo das curvas mostradas correspondem aos que satisfazem o requisito de suportabilidade a afundamentos de tensão.

Em todos os caso de AMT analisados, observa-se o efeito inverso somente quando a

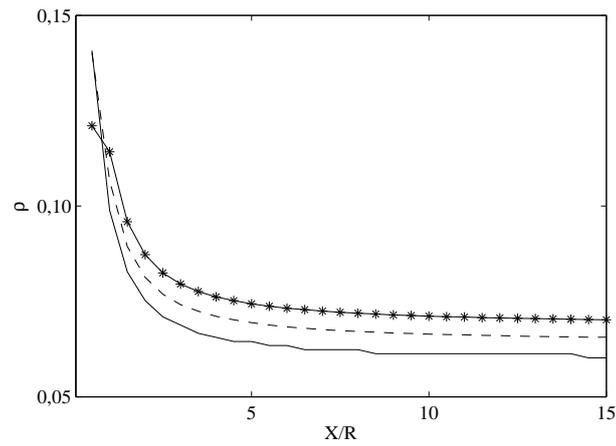


Figura 5.8: Afundamento de tensão de 0,2 pu durante 500 ms para: AVF-SCIG-O (linha contínua), AVF-SCIG-N (linha tracejada) e AVF-SCIG-L (linha contínua com asterisco).

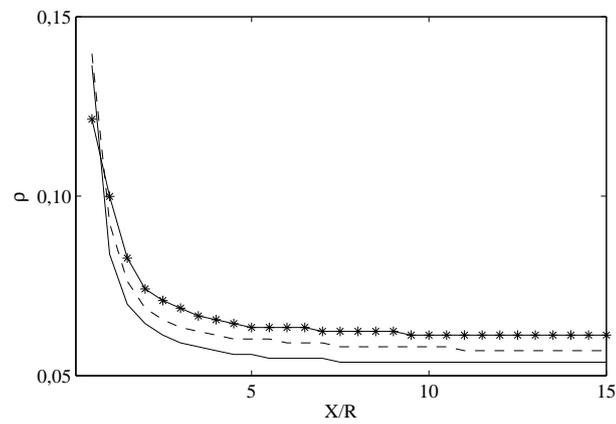


Figura 5.9: Afundamento de tensão de 0,30 pu durante 570 ms para: AVF-SCIG-O (linha contínua), AVF-SCIG-N (linha tracejada) e AVF-SCIG-L (linha contínua com asterisco).

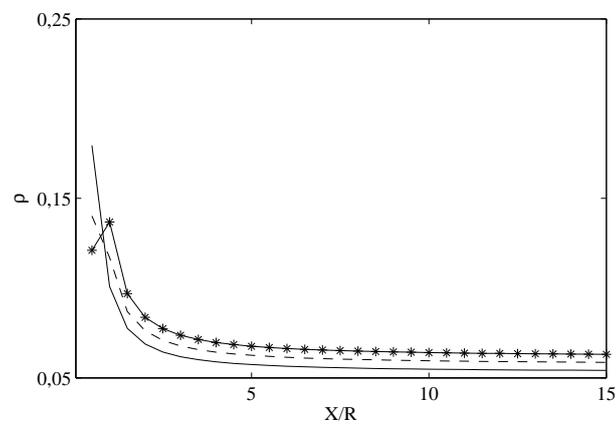


Figura 5.10: Afundamento de tensão de 0,35 pu durante 610 ms para: AVF-SCIG-O (linha contínua), AVF-SCIG-N (linha tracejada) e AVF-SCIG-L (linha contínua com asterisco).

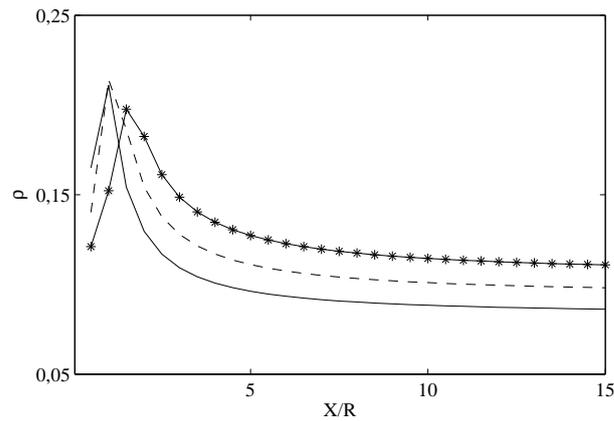


Figura 5.11: Afundamento de tensão de 0,5 pu durante 727 ms para: AVF-SCIG-O (linha contínua), AVF-SCIG-N (linha tracejada) e AVF-SCIG-L (linha contínua com asterisco).

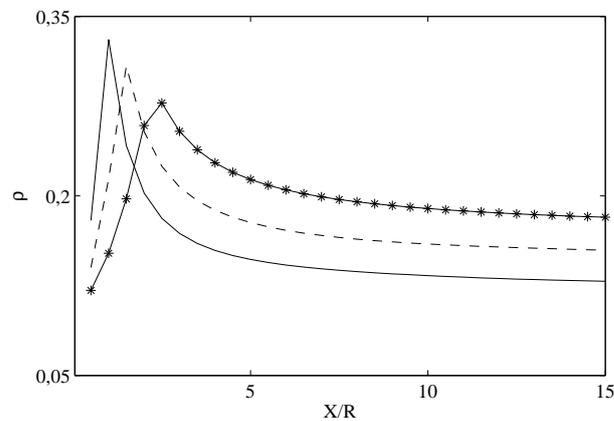


Figura 5.12: Afundamento de tensão de 0,65 pu durante 840 ms para: AVF-SCIG-O (linha contínua), AVF-SCIG-N (linha tracejada) e AVF-SCIG-L (linha contínua com asterisco).

central eólica é conectada em sistemas de distribuição (valores pequenos da relação X/R) e para o afundamento momentâneo de tensão mais brando (Figura 5.12).

A Tabela 5.2 mostra o aumento de ρ obtido quando o parque eólico deixa de operar sem compensação de potência reativa (AVF-SCIG-O) e passa a operar com banco de capacitores dimensionados para fator de potência unitário (AVF-SCIG-L). Nestas condições, o efeito da compensação de reativos tem maior impacto nos níveis de inserção de geração eólica quando a central eólica é submetida a AMT de 0,65 pu durante 840 ms chegando a um incremento de 41,26%.

Para ilustrar melhor os resultados obtidos até aqui, considere a central eólica equipada com AVF-SCIG conectada em um ponto comum de conexão (PCC) com $S_{cc} = 14,08P_n$ e $X/R = 10$ injetando neste PCC a potência nominal quando ocorre um AMT de 0,20 pu durante 500 ms. Essa situação corresponde a $\rho = 0,071\%$ conforme apresentado na Figura 5.8 e repetida na Figura 5.13 para facilitar a compreensão. Observa-se que somente para o parque eólico

Tabela 5.2: Variação do nível de inserção de geração eólica entre a central eólica operando com AVF-SCIG-O e AVF-SCIG-L em $X/R = 15$.

AMT	ρ para AVF-SCIG-O	ρ para AVF-SCIG-L	Incremento em ρ
0,20 pu durante 500 ms	6,02%	7,02%	16,57%
0,30 pu durante 570 ms	5,38%	6,13%	13,98%
0,35 pu durante 610 ms	5,41%	6,31%	16,62%
0,50 pu durante 727 ms	8,62%	11,09%	28,68%
0,65 pu durante 840 ms	12,87%	18,22%	41,26%

equipado com AVF-SCIG-L o requisito técnico de sustentação durante faltas é atendido, sendo que isso é obtido a partir de uma análise do perfil da tensão nos terminais do aerogerador, conforme mostram as figuras 5.14, 5.15 e 5.16.

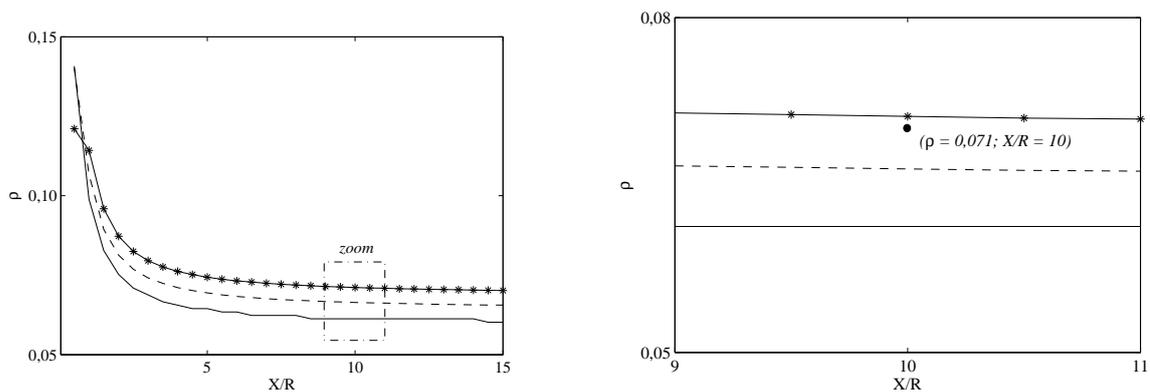


Figura 5.13: Nível de inserção de geração eólica na presença de um AMT de 0,2 pu durante 500 ms.

Com base nas curvas apresentadas nessas figuras, observa-se que com o aumento da compensação de potência reativa, com a eliminação do distúrbio, a dinâmica da tensão fica mais rápida, o que favorece à inserção de geração eólica tendo o parque que cumprir com o requisito de sustentação durante faltas definido em (ONS, 2009). Além disso, a tensão pré-falta aumenta quando a central eólica deixa de operar com AVF-SCIG-O (Figura 5.14) e passa a operar com AVF-SCIG-N (Figura 5.15) ou AVF-SCIG-L (Figura 5.16). Isso ocorre pois a condição pré-falta é definida pela potência ativa gerada.

Conforme mencionado, o AMT de 0,35 pu durante 610 ms impõem limites mais severos a inserção de geração eólica tendo o parque que atender o requisito de sustentação durante faltas definido em (ONS, 2009). Nesta condição a potência que AVF-SCIG podem fornecer corresponde a 5,6% da potência de curto-circuito do ponto comum de conexão.

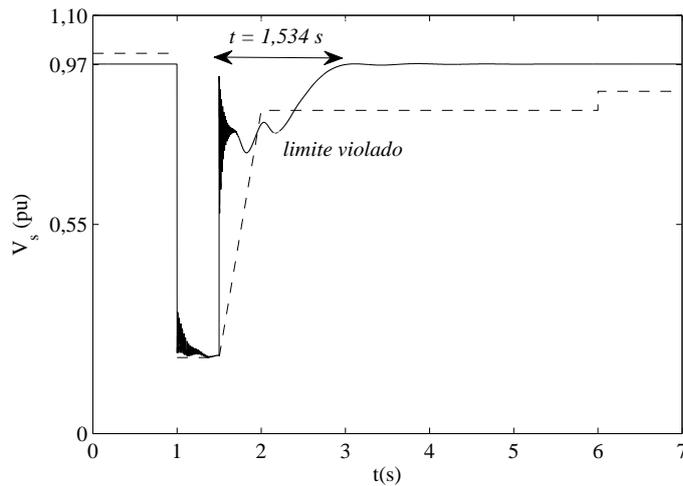


Figura 5.14: Perfil da tensão nos terminais do AVF-SCIG-O (linha contínua) durante um AMT de 0,2 pu considerando a compensação de reativos e o requisito de sustentação durante faltas (linha tracejada) definido em (ONS, 2009).

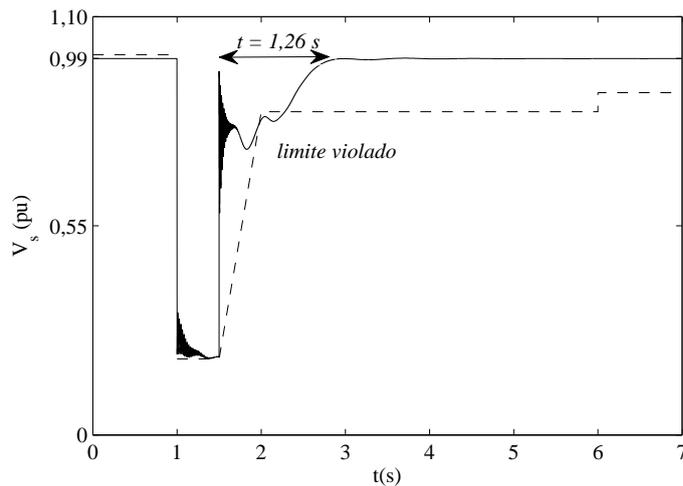


Figura 5.15: Perfil da tensão nos terminais do AVF-SCIG-N (linha contínua) durante um AMT de 0,2 pu considerando a compensação de reativos e o requisito de sustentação durante faltas (linha tracejada) definido em (ONS, 2009).

5.3 Limites de Inserção de Geração Eólica com AVV-DFIG

Nesta seção objetiva-se ampliar as análises dos níveis de inserção de geração eólica possíveis de serem alcançados quando critérios transitórios são especificados à conexão de centrais eólicas equipadas com AVV-DFIG. O intuito é avaliar como essa tecnologia se comporta frente aos afundamentos momentâneos de tensão apresentados na Tabela 5.1 tendo que atender o requisito de sustentação durante faltas definido em (ONS, 2009).

Para isso, as seguintes considerações são realizadas:

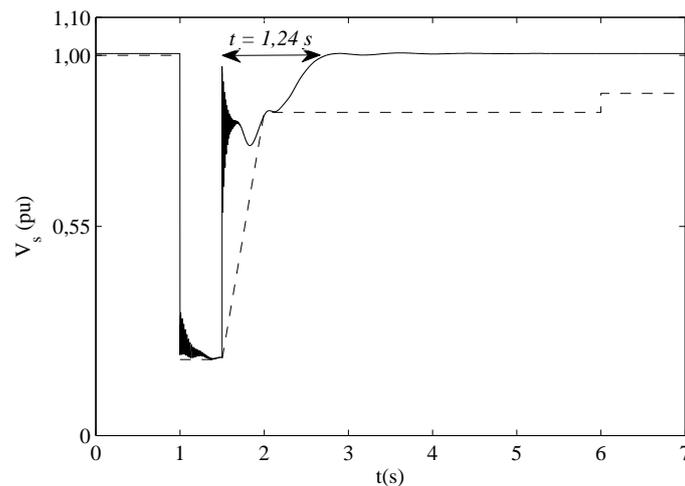


Figura 5.16: Perfil da tensão nos terminais do AVF-SCIG-L (linha contínua) durante um AMT de 0,2 pu considerando a compensação de reativos e o requisito de sustentação durante faltas (linha tracejada) definido em (ONS, 2009).

- A referência de potência reativa é ajustada em zero, isto é, a central eólica opera com fator de potência unitário (AVV-DFIG-Q).
- O inversor instalado do lado da rede é modelado por uma fonte de corrente controlada por corrente, e desta forma a impedância do filtro RL não é considerada nas análises.
- Assume-se que a capacitância do link DC tenha um valor tão elevado a ponto de ser negligenciada a dinâmica do elo de corrente contínua. Isso simplifica o modelo do inversor instalado do lado da rede (C_g) e tem pouca influência nos resultados de análise transitória. Ademais, a medida que a capacitância vai diminuindo, mais rápido o capacitor é carregado e conseqüentemente a corrente de rotor máxima tende a ser menor, podendo chegar ao ponto de não violar o limite de corrente imposto pela proteção crowbar. Portanto negligenciar a dinâmica do elo de corrente contínua leva a resultados mais conservadores (Kayikçi and Milanovic, 2008).

A Figura 5.17 mostra os níveis de inserção de geração eólica para AVV-DFIG-Q quando o parque eólico é submetido aos afundamentos momentâneos de tensão da Tabela 5.1. Em geral, as curvas apresentam um comportamento semelhante. Quando o parque eólico é conectado no SEP por meio de redes de distribuição (valores pequenos da relação X/R), os níveis de inserção de geração eólica possíveis de serem alcançados, tendo o parque que atender o requisito de sustentação durante faltas, correspondem a aproximadamente 5% da potência de curto-circuito do PCC. Por outro lado, quando a central eólica é conectada ao SEP através de redes de transmissão (valores elevados da relação X/R) o nível máximo de inserção de geração eólica chega a 40%. Ainda para valores elevados da relação X/R , não há grandes variações em ρ em função do aumento de X/R .

Assim como observado nas análises com AVF-SCIG, o afundamento momentâneo de tensão com menor amplitude não se configura como o pior caso para a inserção de geração eólica, sendo o AMT de 0,5 pu durante 727 ms o distúrbio mais severo visto pelo AVV-DFIG-Q. Nesta situação, os níveis de inserção de geração eólica, para valores elevados da relação X/R , chegam a 37%. Enquanto isso, o AMT de 0,65 pu durante 840 ms é o distúrbio que tem menor impacto sobre ρ e também o que permite maior nível de inserção de geração eólica, $\rho = 52\%$.

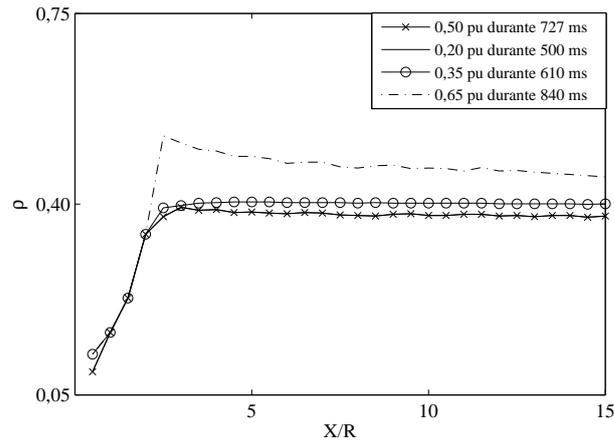


Figura 5.17: Níveis de inserção de geração eólica para AVV-DFIG-Q.

Quando são analisados os níveis de inserção de geração eólica para o caso em que o parque eólico emprega AVV-DFIG-Q, além de investigar se a tensão viola os limites impostos pelo requisito de sustentação durante faltas, analisa-se a ocorrência de oscilações indesejadas durante a falta. Essa análise é realizada, pois dependendo do nível de inserção de geração eólica tentativa, ρ_t , a tensão nos terminais durante o período da falta pode apresentar oscilação. Portanto, se durante a falta $V_s(t)$ apresentar uma oscilação superior a 0,01, o nível de inserção de geração eólica é considerado acima do nível máximo. A Figura 5.18 mostra um exemplo do comportamento oscilatório de $V_s(t)$ no período em que o AMT é mantido.

Durante um AMT nos terminais do AVV-DFIG a tensão de estator diminui repentinamente a valores pequenos induzindo correntes elevadas no rotor da máquina. A corrente de rotor aumenta porque os fluxos são forçados a variar abruptamente. A sobrecorrente, mesmo que seja de pouca duração, pode danificar o conversor instalado do lado do rotor (C_r). Para evitar que isso ocorra, emprega-se uma estratégia de proteção denominada de crowbar cuja função é bloquear o conversor instalado do lado do rotor e curto-circuitar o rotor do gerador de indução através de uma resistência. Quando a proteção crowbar é ativada, a potência ativa e reativa deixam de ser controladas e o aerogerador passa a operar como um AVF-SCIG (Kayikçi and Milanovic, 2008).

A Figura 5.19 ilustra a proteção crowbar instalada em AVV-DFIG. Ela é ativada assim que a corrente de rotor excede um valor máximo, sendo o conversor instalado do lado da rede

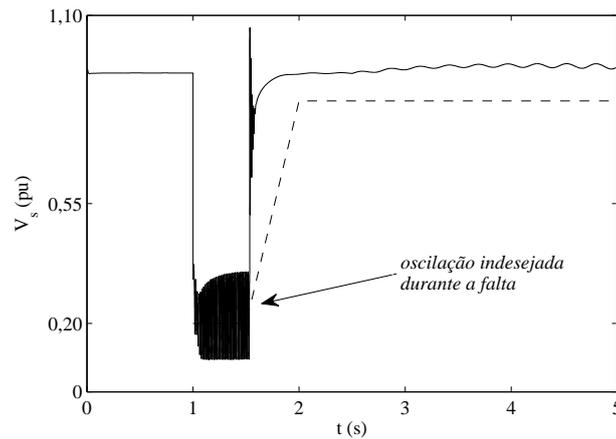


Figura 5.18: Oscilação em $V_s(t)$ na presença de um AMT de 0,2 pu durante 500 ms nos terminais da máquina.

e do lado do rotor desconectado. A partir do momento que a corrente de rotor retorna a um valor considerado seguro, a proteção crowbar é desativada e o AVV-DFIG volta a operar com controle de potência ativa e reativa (Peng et al., 2009).

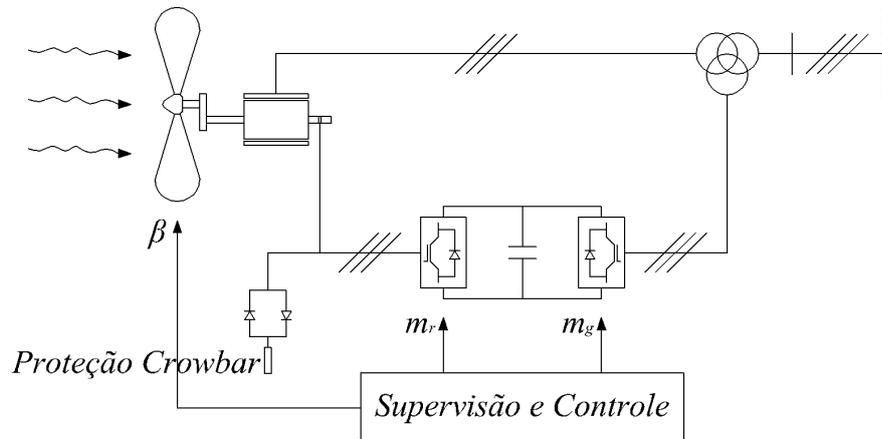


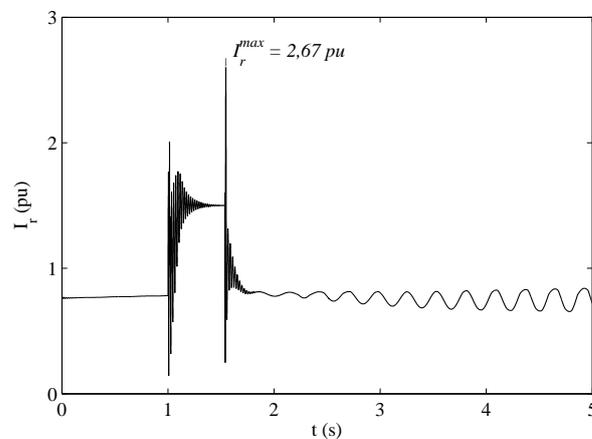
Figura 5.19: Proteção crowbar instalada em AVV-DFIG.

Apesar dessa estratégia não ter sido modelada, buscou-se avaliar se ela impactaria de alguma forma nos níveis de inserção de geração eólica encontrados na Figura 5.17. Para isso, considerou-se que a proteção crowbar seria ativada quando a corrente de rotor excedesse 2 pu, conforme apresentado em (Kayikçi and Milanovic, 2008). Para os AMT's considerados nas análises, três casos teriam a proteção crowbar ativada caso essa fosse representada nas simulações:

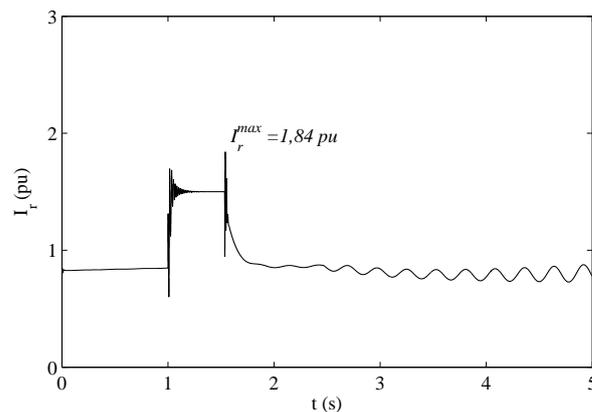
- Na presença de um AMT de 0,20 pu durante 500 ms para o valor da relação $X/R = 0,5$:
 $I_r^{max} = 2,67$ pu.

- Na presença de um AMT de 0,35 pu durante 610 ms para o valor da relação $X/R = 0,5$:
 $I_r^{max} = 2,08$ pu.
- Na presença de um AMT de 0,35 pu durante 610 ms para o valor da relação $X/R = 1$:
 $I_r^{max} = 2,12$ pu.

As figuras 5.20(a) e 5.20(b) mostram o comportamento da corrente de rotor na condição em que a proteção crowbar é ativada (Figura 5.20(a)) e na situação em que não é ativada (Figura 5.20(b)). Nota-se que no primeiro caso, a máxima corrente de rotor excede o valor de 2 pu necessário para a ativação dessa proteção.



(a) Condição em que a proteção crowbar é ativada.



(b) Condição em que a proteção crowbar não é ativada.

Figura 5.20: Perfil da corrente de rotor variando ao longo do tempo, $I_r(t)$, para AVV-DFIG-Q durante um AMT de 0,2 pu durante 500 ms.

Conforme apresentado nesta seção, o AMT de 0,5 pu durante 727 ms impõe limites mais severos a inserção de geração eólica tendo o parque que atender o requisito de sustentação durante faltas. Nesta condição, a potência que a central eólica pode fornecer ao PCC para valores elevados de X/R corresponde a 37% da potência de curto-circuito.

5.4 Limites de Inserção de Geração Eólica Considerando Critérios Estáticos e Transitórios

Esta seção procura consolidar os resultados das análises obtidas até aqui em relação aos níveis máximos de inserção de geração eólica. Para cada uma das tecnologias, AVF-SCIG e AVV-DFIG, procura-se analisar os níveis máximos de inserção compatíveis com o conjunto dos requisitos de conexão analisados, considerando aspectos estáticos e transitórios, até então estudados isoladamente.

Relativamente ao requisito de sustentação durante faltas, foram determinados cinco níveis máximos de inserção, cada um correspondente a sobrevivência a um AMT específico. Como a sustentação durante faltas exige a sobrevivência a todos os AMT's possíveis dentro do perfil de tensão adotado, toma-se como nível máximo de inserção o correspondente ao pior dentre todos os casos. Embora tenham sido analisados somente cinco AMT's, os resultados gráficos dão indicativos de que o pior caso é representativo do limite efetivo de inserção de geração eólica determinado pela sustentação durante faltas.

As figuras 5.21 e 5.22 mostram os níveis de inserção de geração eólica para AVF-SCIG-O e AVV-DFIG-Q, respectivamente, considerando a composição de critérios estáticos e transitório na conexão de centrais eólicas em sistemas elétricos de potência. Para tanto, os critérios especificados à conexão para AVF-SCIG-O são: $\Delta V_s = 5\%$, $M_P = 30\%$ e o requisito de sustentação durante faltas conforme os limites estabelecidos pelo ONS. Já para AVV-DFIG-Q os critérios são: $\Delta V_s = 5\%$, $M_P = 50\%$ e o requisito de sustentação durante faltas especificado em (ONS, 2009). Em ambas tecnologias, é empregado nas comparações o AMT representativo das condições mais severas para a inserção de geração eólica, tendo o parque que atender o requisito de sustentação durante faltas especificado pelo ONS.

Os níveis de inserção de geração eólica possíveis de serem alcançados, para AVF-SCIG-O, a fim de atender os critérios estáticos e transitório são predominantemente ditados pelo requisito técnico de sustentação durante faltas, conforme mostra a Figura 5.21. Somente para valores de $X/R \approx 0,5$ que o critério de margem de tensão passa a influenciar nos níveis de inserção de geração eólica. Com isso, inserção de geração eólica passa a ser definida em função dos valores de ρ que atendem ao requisito de sustentação durante faltas.

Apesar de não estar representada nesta figura, na presença de um AMT de 0,65 pu durante 840 ms, tendo a central eólica que cumprir o requisito de sustentação durante faltas definido pelo ONS, o nível de inserção de geração eólica obtido para valores elevados de X/R é de 13,05%, conforme apresentado na Figura 5.5. Esse valor é superior ao obtido pelo critério de variação da tensão terminal, que corresponde a 11%. Portanto, um parque eólico empregando AVF-SCIG poderia fornecer potência ativa correspondendo a até 11% da potência de curto-circuito do PCC,

ainda atendendo o requisito de sustentação durante faltas para AMT de até 0,65 pu. Isto mostra que, mesmo com geradores de indução de rotor em gaiola, a conexão do parque à rede poderia ser mantida para AMT abaixo de 0,8 pu, limite tipicamente utilizado nas instalações dos parques eólicos mais antigos.

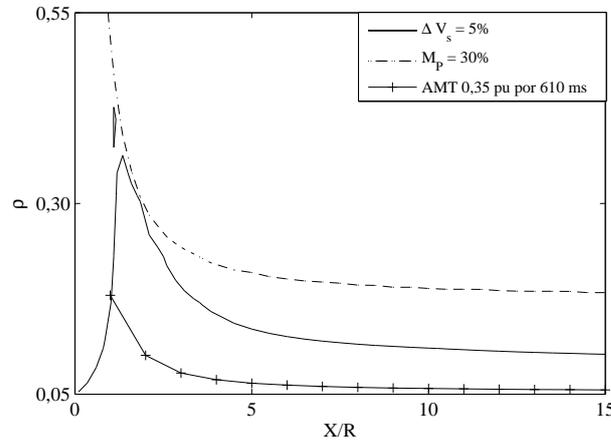


Figura 5.21: Limites nos níveis de inserção de geração eólica com AVF-SCIG-O considerando critérios estáticos e transitórios.

Nota-se que, para o AVV-DFIG-Q todos os critérios impactam nos níveis de inserção de geração, dependendo do valor da relação X/R . Valores pequenos e elevados de X/R , por exemplo, o critério de variação da tensão em regime permanente predomina sobre os demais, impondo limites mais menores à ρ . Por outro lado, para $4 \leq X/R \leq 6$ o AMT impõem limites mais severos a inserção de geração eólica e em uma pequena parcela o critério estático de margem de potência predomina sobre os demais. Observa-se também que caracterizar a inserção de geração eólica somente a partir da especificação do requisito de sustentação durante faltas não mudaria muito os resultados já que os valores de ρ formados pela composição dos critérios estáticos e transitórios se aproximam dos níveis impostos pelo requisito de suportabilidade a afundamentos momentâneos de tensão. Por outro lado, observa-se que a caracterização do nível máximo de inserção somente com critérios estáticos, a qual é mais simples de ser obtida e computacionalmente menos dispendiosa, não é tão distante do nível máximo de inserção real, neste caso, e poderia ser tomada como uma aproximação inicial bastante razoável, afóra para pequena faixa de valores de X/R .

5.5 Conclusão

Neste capítulo avaliaram-se os níveis de inserção de geração eólica considerando aspectos transitórios. Para isso, utilizou-se como critério à conexão de centrais eólicas o requisito de sustentação durante faltas definido em (ONS, 2009), sendo que as análises foram derivadas para duas tecnologias: AVF-SCIG e AVV-DFIG. Como é impossível avaliar todos os afundamentos

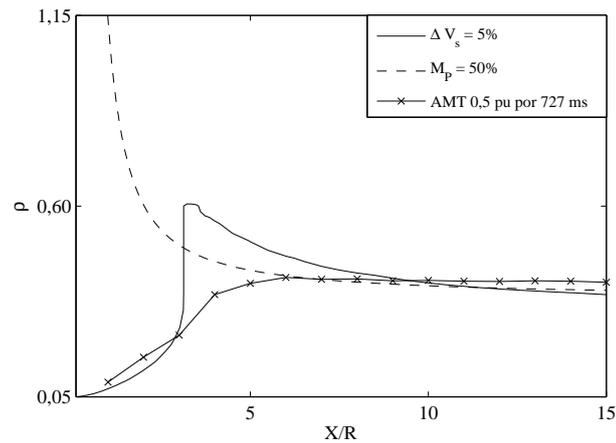


Figura 5.22: Limites nos níveis de inserção de geração eólica com AVV-DFIG-Q considerando critérios estáticos e transitórios.

momentâneos de tensão contidos na região hachurada da Figura 3.3, foram analisados os níveis de inserção de geração eólica na presença dos AMT apresentados na Tabela 5.1. Ademais, como AVF-SCIG emprega bancos de capacitores em seus terminais para corrigir o fator de potência, analisou-se também a influência da compensação de reativos nos níveis de inserção de geração eólica considerando o caso em que: (i) não há compensação reativa (AVF-SCIG-O), (ii) existe compensação a vazio (AVF-SCIG-N), (iii) há compensação reativa a plena carga (AVF-SCIG-L). Por outro lado, o AVV-DFIG foi analisado apenas operando com fator de potência unitário (AVV-DFIG-Q), embora também seja possível considerar o AVV-DFIG operando com controle de fator de potência (AVV-DFIG-F) e com controle da tensão em seus terminais (AVV-DFIG-V).

O estudo apresentado neste capítulo considerou apenas uma condição de operação (central eólica fornecendo a potência nominal) porque supõem-se que esse seja o caso com maior impacto nos níveis de inserção de geração eólica.

As análises demonstram que não há uma relação entre a amplitude do afundamento momentâneo de tensão e a severidade imposta aos níveis de inserção de geração eólica. Para o parque equipado com AVF-SCIG o AMT de 0,30 pu durante 570 ms se configura como a pior situação para a inserção de geração eólica, enquanto que para a central empregando AVV-DFIG, dentre os distúrbios analisados, o AMT de 0,5 pu durante 727 ms se constitui como o mais severo.

Para AVF-SCIG, os resultados sugerem que há um incremento nos níveis de inserção de geração eólica quando o fator de potência é corrigido, chegando a um aumento de 41,26% na presença de um AMT de 0,65 pu durante 840 ms nos terminais do aerogerador.

Apesar da proteção crowbar não ter sido representada nos modelos de simulação, avaliou-se em que momentos essa proteção seria atuada. A condição suficiente para que isso aconteça

é a corrente de rotor exceder o valor de 2 pu (Kayikçi and Milanovic, 2008). Os resultados indicaram que apenas em três situações essa proteção seria ativada, o que não implicaria em grandes mudanças nos resultados obtidos.

Observou-se que para AVF-SCIG o requisito de sustentação durante faltas impõem limites mais severos aos níveis de inserção de geração eólica. Por outro lado, para AVV-DFIG não há um critério de que predomine em relação aos outros. Isso significa que os níveis de inserção de geração eólica são impactados por todos os critérios (estáticos e transitórios).

Capítulo 6

Conclusão

6.1 Conclusões Gerais

A penetração de geração eólica tem crescido ao longo dos anos seja motivada por questões ambientais ou tecnológicas. A preocupação com a integração dessa fonte em sistemas elétricos de potência (SEP) tem levado as concessionárias que administram o sistema de transmissão a aumentar as exigências imposta à conexão desse tipo de fonte (geração eólica) a fim de assegurar indicadores de qualidade de tensão e confiabilidade do SEP. Por outro lado, esses critérios impactam na potência que a central eólica pode fornecer ao ponto comum de conexão (PCC), embora tal impacto não seja diretamente determinado.

Neste sentido, este trabalho buscou analisar qual o influência de critérios estáticos e transitórios especificados à conexão de centrais eólicas, da tecnologia empregada, da estratégia de controle e da rede de conexão nos níveis de inserção de geração eólica. Para isso, foram apresentados os modelos empregados em estudos de integração de centrais eólica em sistemas de potência, os principais critérios especificados à conexão desse tipo de fonte e algumas questões que tratam a respeito do problema de inserção de geração.

As análises se concentraram em aerogeradores de indução e o resultados foram divididas em duas partes com o intuito de apresentar os níveis de inserção de geração eólica considerando aspectos estáticos e transitórios da conexão de centrais eólicas. Para a análise de critérios estáticos foram estudados os níveis de inserção de geração eólica para AVF-SCIG-O, AVF-SCIG-N, AVF-SCIG-L, AVV-DFIG-Q, AVV-DFIG-F e AVV-DFIG-V tendo que atender de maneira individual ou combinada o critério de variação da tensão terminal e o critério de margem de potência. No estudo de aspectos transitórios da conexão de centrais eólica, considerou-se aerogeradores de indução com rotor em gaiola (AVF-SCIG-O, AVF-SCIG-N e AVF-SCIG-L) e AVV-DFIG-Q tendo que atender o requisito técnico de sustentação durante faltas.

O gerador de indução foi representado pelo modelo de quinta ordem em termos dos fluxos como variáveis de estado. Com isso, a dinâmica dos fluxos de estator não é desprezada. Isso

foi feito, pois desprezar tais variáveis pode levar a interpretações errôneas quando se considera aspectos transitórios da conexão. Por outro lado, o sistema mecânico foi representado por um sistema flexível de duas massas. Dessa forma, é possível representar os modos mecânicos nas variáveis elétricas, principalmente na ocorrência de distúrbios na rede.

Como as análises avaliaram a interação entre o parque eólico e o SEP, concentrando-se na resposta coletiva dos aerogeradores e não na resposta individual, o parque eólico foi representado por um aerogerador equivalente com mesma potência do parque eólico. Essa representação também permitiu extrair informações do comportamento local do sistema elétrico.

Os resultados mostraram que os níveis de inserção de geração eólica obtidos com aerogeradores de indução tendo que atender a critérios estáticos, são menores quanto mais severos forem os critérios. Admitindo uma tolerância para a variação da tensão terminal de 5% e uma margem de potência de 50% para AVF-SCIG, os níveis de inserção de geração eólica alcançados quando o parque eólico é conectado ao SEP através de redes de transmissão, considerando AVF-SCIG-O, é de 9,9% e 12,8%, respectivamente. Por outro lado, observou-se que na presença de uma afundamento momentâneo de tensão (AMT), tendo a central eólica que cumprir com o requisito de sustentação durante faltas especificado em (ONS, 2009), o distúrbio mais severo à inserção de geração eólica, dentre os casos analisados, é o AMT de 0,3 pu durante 570 ms para AVF-SCIG-O ($\rho = 5,3\%$) e o AMT de 0,5 pu durante 727 ms para AVV-DFIG-Q ($\rho = 38,14\%$), e não o AMT com amplitude de 0,2 pu como se poderia imaginar. Uma hipótese para isso ter acontecido está relacionado com o tempo do distúrbio.

Na análise da integração de centrais eólicas em sistemas elétricos de potência (SEP) considerando aspectos estáticos da conexão, para quase todas as tecnologias o critério de variação da tensão terminal tem maior impacto nos níveis de inserção de geração eólica. Somente para AVV-DFIG-V o critério de margem de potência define os máximos níveis de inserção de geração eólica, sendo que nesta situação o critério de variação da tensão terminal define os níveis mínimos de inserção de geração eólica.

Para os parques eólicos que utilizam AVF-SCIG, analisou-se como a correção do fator de potência impacta nos níveis de inserção de geração eólica considerando aspectos estáticos e transitórios da conexão de centrais eólicas. Os resultados mostram que há um favorecimento à inserção a medida que o fator de potência se aproxima do valor unitário para todos os valores de X/R , quando critérios estáticos são especificados à conexão, e quando essa se dá por meio de linhas de transmissão. Para entender como são feitas as análises com aerogeradores de indução e o impacto que a compensação de potência reativa tem sob o perfil da tensão nos terminais da central eólica, foram apresentados três gráficos de V_s em função do tempo. Observou-se que a dinâmica da tensão fica mais rápida com a correção do fator de potência.

A partir da análise da curva PV, mostrou-se que para valores pequenos da relação X/R a tensão terminal aumenta fazendo com que o limite superior do critério de variação da tensão

terminal, V_{max} , limite a inserção de geração eólica. Por outro lado, para valores elevados da relação X/R o nível de inserção de geração eólica passa a ser limitado por V_{min} .

Para as centrais eólicas que empregam AVV-DFIG, na consideração de aspectos estáticos da conexão, foram avaliados a influência de três estratégias de controle/operação: AVV-DFIG-Q, AVV-DFIG-F e AVV-DFIG-V. Com o parque eólico estando equipado com AVV-DFIG-V níveis maiores de inserção de geração eólica são obtidos quando o critério de variação da tensão terminal é especificado à conexão de centrais eólicas, sendo que também há um valor mínimo para ρ sem o qual o critério de variação da tensão terminal não pode ser atendido. O motivo para isso, deve-se ao fato da potência aparente ser limitada em 1,12 pu, o que corresponde a um fator de potência de 0,9 adiantado/atrasado. Assim como o obtido para o critério estático da variação da tensão terminal, tendo a central eólica que cumprir com o requisito de margem de potência há um favorecimento maior à inserção de geração eólica quando o parque emprega AVV-DFIG-V.

No modelo empregado para representar o AVV-DFIG a proteção crowbar não foi considerada. A fim de avaliar se essa negligência do modelo alteraria de forma significativa os resultados obtidos, foram realizadas análises para determinar em quais condições a proteção crowbar seria ativada. Os resultados indicaram que em apenas três situações a corrente de rotor excederia o valor de 2 pu considerado como suficiente para que essa proteção fosse ativada. Isso significa que apesar de não ter sido representada, os níveis de inserção de geração eólica obtidos para AVV-DFIG sem a proteção crowbar não seriam alterados na maior parte dos casos.

Os resultados mostram que para o AVF-SCIG tendo que cumprir com os critérios estáticos e transitórios, os níveis de inserção de geração eólica são predominantemente delimitados pelo requisito de sustentação durante faltas quando ocorre um AMT de 0,3 pu durante 510 ms. Nesta situação, a potência que o parque pode fornecer ao ponto comum de conexão corresponde a 5,3% da potência de curto-circuito. Por outro lado, também considerando aspectos estáticos e transitórios da conexão de centrais eólicas, para AVV-DFIG-Q a suportabilidade ao AMT mais severo permite que sejam alcançados níveis de inserção de geração eólica próximos aos obtidos para os requisitos estáticos, variação da tensão terminal e margem de potência, mais severos. Dessa forma, a suportabilidade a AMT para o caso do DFIG é relativamente pouco restritiva aos níveis de inserção, resultando em um aumento na capacidade de sobrevivência a afundamentos momentâneos de tensão quando a central eólica deixa de operar com AVF-SCIG e passa a operar com AVV-DFIG.

6.2 Sugestões para Trabalhos Futuros

Como sugestões para trabalhos futuros são propostos os seguintes assuntos:

- Aprimoramento dos modelos do aerogerador de indução de velocidade variável equipado com gerador de indução duplamente excitado (AVV-DFIG) a fim de considerar a dinâmica do elo de corrente contínua, a regulação do fator de potência, a regulação da tensão terminal e a proteção crowbar.
- Aprimoramento do modelo da rede de conexão objetivando sua representação dinâmica.
- Determinação dos níveis de inserção de geração eólica considerando os modelos dinâmicos do AVV-DFIG-F e AVV-DFIG-V.
- Validação dos níveis de inserção de geração eólica obtidos com aerogeradores de indução através de um sistema teste que considere várias barras.
- Estudo dos níveis de inserção de geração eólica para aerogeradores que empregam outras tecnologias, como máquinas síncronas.

Referências Bibliográficas

- Ackermann, T. (2005). *Wind Power in Power Systems*, John Wiley & Sons, Ltd, Chichester.
- Akhmatov, V. (2003a). *Analysis of Dynamic Behaviour of Electric Power Systems with Large Amount of Wind Power*, Tese, Technical University of Denmark.
- Akhmatov, V. (2003b). Variable-Speed Wind Turbines with Doubly-Fed Induction Generators Part III: Model with the Back-to-back Converters, *Wind Engineering* **27**(2): 79–91.
- Amenedo, J. L. R., Arnalte, S. and Burgos, J. C. (2002). Automatic Generation Control of a Wind Farm With Variable Speed Wind Turbines, *IEEE Transactions on Energy Conversion* **17**(2): 279–284.
- Bianchi, F. D., Mantz, R. J. and Battista, H. D. (2007). *Advances in Industrial Control*, Springer, Glasgow.
- Burton, T., Sharpe, D., Jenkins, N. and Bossanyi, E. (2011). *Wind Energy Handbook*, John Wiley & Sons, Ltd, Chichester.
- Carrillo, C. (2000). A third Order Model for the Doubly-Fed Induction Machine, *Electric Power Systems Research* **56**: 121–127.
- Custódio, R. d. S. (2009). *Energia Eólica para Produção de Energia*, 1 edn, Eletrobras.
- Ekanayake, J., Holdsworth, L. and Jenkins, N. (2003). Comparison of 5th order and 3rd order machine models for doubly fed induction generator (DFIG) wind turbines, *Electric Power Systems Research* **67**(3): 207–215.
Disponível em: <http://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0378779603001093>
- Ferreira, S. L. A., Neto, A. S., Dias, R. F., Arruda, J. P., Rosas, P. A. C., Neves, F. A. S., Medeiros, F. C., Brasil, D. O. C. and Silva, S. R. (2008). Análise de Critérios de Suportabilidade de Centrais Eólicas Durante Afundamentos Momentâneos de Tensão, *Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos de Potência*, FCO/UFMG, Belo Horizonte, pp. 1–6.
- Freitas, W., Vieira Jr., J. C. M., França, A. M., da Silva, L. C. P. and da Costa, V. F. (2005). Análise Comparativa entre Geradores Síncronos e Geradores de Indução com Rotor Tipo Gaiola de Esquilo, *Revista Controle e Automação* **16**(3): 332–344.
- Gaspareto, R. and Reginatto, R. (2006). Refinamento dos Modelos do Gerador de Indução, *Technical report*, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre.
- GWEC (2011). Global Wind Statistics 2011, *Technical report*, Global Wind Energy Council, Bruxelas.
- Heier, S. (1998). *Grid Integration of Wind Energy Conversion Systems*, 2 edn, Wiley & Sons, Chichester.

- Hiti, S. and Boroyevich, D. (1996). Small-Signal Modeling of Three-Phase PWM Modulators, *Power Electronics Specialists Conference*, Baveno, Italy, pp. 550–555.
- Hiti, S., Boroyevich, D. and Cuadros, C. (1994). Small-Signal Modeling and Control of Three-Phase PWM Converters, *Industry Applications Society Annual Meeting*, number 4, Denver, USA, pp. 1143–1150.
- International Electrotechnical Commission (2010). Wind Turbine Part 21: Measurement and Assessment of Power Quality Characteristics of Grid Connected Wind Turbines.
- Kayikçi, M. and Milanovic, J. (2008). Assessing Transient Response of DFIG-Based Wind Plants - The Influence of Model Simplifications and Parameters, *IEEE Transactions on Power Systems* **23**(2): 545–554.
- Ko, H. S., Jatskevich, J., Dumont, G. A. and Moshref, A. (2006). Increase of Fault Ride-Through Capability for the Grid-Connected Wind Farms, *IEEE PES General Meeting*, Montreal, pp. 1–6.
- Kundur, P. (1994). *Power System Stability and Control*, McGraw-Hill, Inc, California.
- Lara-Anaya, O., Jenkins, N., Ekanayake, J., Phill, C. and Hughes, M. (2009). *Wind Energy Generation Modeling and Control*, John Wiley & Sons, Ltd.
- Lundberg, S. (2000). *Electrical Limiting Factors for Wind Energy Installations*, Tese, Chalmers University of Technology.
- Mao, H., Boroyevich, D. and Lee, F. C. Y. (1998). Novel Reduced-Order Small-Signal Model of a Three-Phase PWM Rectifier and Its Application in Control Design and System Analysis, *IEEE Transaction on Power Electronics*, Vol. 13, pp. 511–521.
- Nordex (2009). N80 / 2500 N90 / 2300, *Technical report*, Nordex2009.
- O’Gorman, R. and Redfem, M. A. (2003). The Difficulties of Connecting Renewable Generation into Utility Networks, *IEEE PES General Meeting*, Toronto, pp. 1466–1471.
- ONS (2009). Submódulo 3.6 - Requisitos Técnicos Mínimos para a conexão à Rede Básica, *Technical report*, Operador Nacional do Sistema.
- ONS (2011). Gerenciamento dos Indicadores de Desempenho da Rede Básica e dos Barramentos dos Transformadores de Fronteira e de seus Componentes, *Technical report*, Operador Nacional do Sistema.
- Peng, L., Francois, B. and Li, Y. (2009). Improved Crowbar Control Strategy of DFIG Based Wind Turbines for Grid Fault Ride-Through, *Applied Power Electronics Conference and Exposition, 2009. APEC 2009. Twenty-Fourth Annual IEEE*, pp. 1932–1938.
- Pereira, D. d. O. F. (2007). *Análise da Estabilidade de Sistemas de Geração Eólica com Aerogeradores de Indução com Rotor de Gaiola*, Dissertação de mestrado, Universidade Federal do Rio Grande do Sul.
- Pereira, D. d. O. F. and Reginatto, R. (2008). Análise Analítica da Estabilidade Estática de Sistemas de Geração Eólica de Velocidade Fixa, *Congresso Brasileiro de Automática*, number 1, Juiz de Fora.

- Pires, F. L. C., Neto, M. R. B., Silva, F. C. M., Xavier, J. B., Serpa, F. L. L. and Leão, R. P. S. (2008). Análise de Regulamentações para Conexão de Parques Eólicos à Rede Elétrica, *Induscon*, Poços de Caldas.
- Reginatto, R. (2006). Modelagem do Gerador de Indução, *Technical report*, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre.
- Reginatto, R., Bazanella, A. S. and Zanchettin, M. G. (2008). Região de Penetração Segura de Geração Eólica com Aerogeradores de Indução, *Congresso Brasileiro de Automática*, Juiz de Fora.
- Reginatto, R., Sonoda, D. and Nascimento, B. (2011). Influence of Unbalanced Operation on the Minimum SCR for Grid Interconnection of Wind Farms with Doubly-Fed Induction Generators, *The 9th Latin American Congress on Electricity Generation and Transmission - Clagtee*, Mar del Plata, pp. 1–9.
- Reginatto, R. and Tragueta, M. G. (2008). Inserção de Geração Eólica com DFIG, *Technical report*, Universidade Estadual do Oeste do Paraná, Foz do Iguaçu.
- Reginatto, R., Zanchettin, M. G. and Tragueta, M. G. (2009). Analysis of Safe Integration Criteria for Wind Power with Induction Generators Based Wind Turbines, *IEEE Power & Energy Society General Meeting*, Ieee, Calgary, pp. 1–8.
Disponível em: <http://www.ieee.org/index.html>
- Richardson, R. D. and Mcnerney, G. M. (1993). Wind Energy Systems, *Proceedings of the IEEE*, Vol. X, Livermore, CA, pp. 378 – 389.
- Rosas, P. A. C. (2006). *Conexão de Turbinas Eólicas à Rede Elétrica*, Recife.
- Rosas, P. A. C. and Estanqueiro, A. I. (2003). *Guia de Projeto Elétrico de Centrais Eólicas*, 1 edn, Centro Brasileiro de Energia Eólica, Recife.
- Schulz, D. (2009). Improved Grid Integration of Wind Energy Systems, *Bulletin Of The Polish Academy Of Sciences Technical Sciences* **57**(4): 311–315.
- Stiebler, M. (2008). *Wind Energy Systems for Electric Power Generation*, Springer, Berlin.
- Suvire, G. O. and Mercado, P. E. (2008). Wind Farm: Dynamic Model and Impact on a Weak Power System, *Transmission and Distribution Conference and Exposition: Latin America*, Bogota, pp. 1–8.
- Tarnowski, G. C. (2006). *Metodologia de Regulação da Potência Ativa para Operação de Sistema de Geração Eólica com Aerogeradores de Velocidade Variável*, Dissertação de mestrado, Universidade Federal do Rio Grande do Sul.
- Tsili, M. and Papathanassiou, S. (2009). A review of Grid Code Technical Requirements for Wind Farms, *IET Renewable Power Generation* **3**(3): 308.
Disponível em: <http://link.aip.org/link/ISETCN/v3/i3/p308/s1&Agg=doi>
- Vieira, J. a. P. d. A. (2009). *Otimização de Controladores Utilizando Algoritmos Genéticos para Melhoria da Capacidade de Sobrevivência a Afundamentos de Tensão de Aerogeradores de Indução Duplamente Excitados*, Tese de doutorado, Universidade Federal do Pará.

- WWEA (2010). World Wind Energy Report 2010, *Technical report*, Associação Mundial de Energia Eólica (WWEA), Cairo.
- Yong, Z. and Zaiwen, L. (2010). Review of FRT Requirements for Integration of Wind Energy in China and Europe, *2nd IEEE International Symposium on Power Electronics for Distributed Generation Systems*, Hefei, pp. 589–592.
- Zanchettin, M. G., Guarizi, R., Reginatto, R. and Mibielli, A. (2009). Análise do Perfil de Ventos nas Proximidades de Itaipu para fins de Geração Eólica, *C3N*, Foz do Iguaçu.
- Zanchettin, M. G. and Reginatto, R. (2008). Análise de Critérios de Comportamento Estático para Penetração Segura de Geração Eólica com Aerogeradores de Indução de Rotor em Gaiola, *C3N*, Foz do Iguaçu.
- Zanchettin, M. G. and Reginatto, R. (2010). Impacto da Suportabilidade Durante Faltas nos Limites de Inserção de Geração Eólica com Aerogeradores de Indução de Rotor em Gaiola, *Transmission and Distribution Latin America - T&D*, São Paulo.
- Zanchettin, M. G., Reginatto, R. and Mota, A. H. G. d. S. (2011). Máximos Níveis de Inserção de Geração Eólica que Atendem ao Requisito de Sustentação Durante Faltas para Aerogeradores de Indução Duplamente Excitados, *Clagtee*, Mar del Plata, pp. 1–6.

Apêndice A

Dados Utilizados nas Simulações

Tabela A.1: Parâmetros base utilizados nas análises.

Parâmetro	Valor
S^{base} : potência base	20 MW
V^{base} : tensão <i>ac</i> base	690 V
f^{base} : frequência base	50 Hz
ω_t^{base} : velocidade de rotação da turbina base	1,65 rad/s
Z^{base} : impedância base	23,805 m Ω
C^{base} : capacitância base	133,71 mF
L^{base} : indutância base	75,77 μ H
V_{dc}^{base} : tensão <i>dc</i> base	845,07 V
T_t^{base} : torque da turbina base	1.209.577,56 Nm

Tabela A.2: Parâmetros do gerador de indução equivalente.

Parâmetro	Valor
R_s : resistência de estator	0,00488 pu
R_r : resistência de rotor	0,00470 pu
L_m : indutância mútua	3,9528 pu
L_{ls} : reatância de dispersão estator	0,1834 pu
L_{lr} : reatância de dispersão rotor	0,1834 pu
k^2 : fator de acoplamento	7,343 pu
σ : fator de dispersão	0,0468

Tabela A.3: Parâmetros do sistema mecânico.

Parâmetro	Valor
D_g : coeficiente de amortecimento do gerador	0 pu
D_t : coeficiente de amortecimento da turbina	0 pu
H_g : inércia do gerador	0,5385 s
H_t : inércia da turbina	2,9615 s
K_s : coeficiente de rigidez do acoplamento mecânico	1,7234

Tabela A.4: Parâmetros dos controladores.

Parâmetro	Valor
K^{P_t} : ganho proporcional do controle de potência ativa	1,2
$T_i^{P_t}$: tempo integral do controle de potência ativa	1/17
K^{Q_s} : ganho proporcional do controle de potência reativa	1,5
$T_i^{Q_s}$: tempo integral do controle de potência reativa	1/20
$K^{I_{dr}}$: ganho proporcional do controle de corrente de eixo direto de rotor	1,2086
$T_i^{I_{dr}}$: ganho integral do controle de corrente de eixo direto de rotor	0,1
$K^{I_{qr}}$: ganho proporcional do controle de corrente de eixo em quadratura de rotor	1,2086
$T_i^{I_{qr}}$: ganho integral do controle de corrente de eixo em quadratura de rotor	0,1
K^β : ganho integral do controle de ângulo de passo	100
T_i^β : tempo integral do controle de ângulo de passo	2
β_{min} : ângulo de passo mínimo	0°
β_{max} : ângulo de passo máximo	45°
$\frac{d\beta^{pos}}{dt}$: taxa de variação de subida máxima do ângulo de passo	5°
$\frac{d\beta^{neg}}{dt}$: taxa de variação de descida máxima do ângulo de passo	10°

Tabela A.5: Parâmetros da turbina.

Parâmetro	Valor
R : raio das pás	45 m
λ_{ot} : velocidade de rotação específica ótima	9,65
λ_N : velocidade de rotação específica da turbina nominal	8,68
ω_t^{min} : velocidade de rotação da turbina mínima	1,3 pu
ω_t^{max} : velocidade de rotação da turbina máxima	0,66 pu
ω_t^n : velocidade de rotação da turbina nominal	1,267 pu
ω_t^B	0,6732 pu
ω_t^C	1,24166 pu
a_1	0,22
a_2	210
a_3	0,8
a_4	0
a_5	1
a_6	8
a_7	18
a_8	0,09
a_9	0,01
V_v^A : velocidade de cut-in	2,4 m/s
V_v^B	5,25 m/s
V_v^C	9,57 m/s
V_v^D	10,27 m/s
V_v^E : velocidade de cut-off	24 m/s