

UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARÁ
INSTITUTO DE TECNOLOGIA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

AVALIAÇÃO DE ESTRATÉGIAS DE CONTROLE DE POTÊNCIA REATIVA DE
AEROGERADORES SÍNCRONOS EM REDES ELÉTRICAS

ANDRÉ CAVALCANTE DO NASCIMENTO

TD 51/2009

UFPA / ITEC /PPGEE
Campus Universitário do Guamá
Belém – Pará – Brasil
2009

UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARÁ
INSTITUTO DE TECNOLOGIA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

AVALIAÇÃO DE ESTRATÉGIAS DE CONTROLE DE POTÊNCIA REATIVA DE
AEROGERADORES SÍNCRONOS EM REDES ELÉTRICAS

ANDRÉ CAVALCANTE DO NASCIMENTO

TD 51/2009

UFPA / ITEC /PPGEE
Campus Universitário do Guamá
Belém – Pará – Brasil
2009

UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARÁ
INSTITUTO DE TECNOLOGIA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

ANDRÉ CAVALCANTE DO NASCIMENTO

AVALIAÇÃO DE ESTRATÉGIAS DE CONTROLE DE POTÊNCIA REATIVA DE
AEROGERADORES SÍNCRONOS EM REDES ELÉTRICAS

Tese submetida à Banca Examinadora
do Programa de Pós-Graduação em
Engenharia Elétrica da UFPA para a
obtenção do Grau de Doutor em
Engenharia Elétrica

UFPA / ITEC / PPGEE
Campus Universitário do Guamá
Belém – Pará – Brasil
2009

-
- N244a Nascimento, André Cavalcante do
Avaliação de estratégias de controle de potência reativa de aerogeradores síncronos em rede elétrica / André Cavalcante do Nascimento ; orientador, Marcus Vinicius Alves Nunes.-2009
- Tese (Doutorado) – Universidade Federal do Pará, Instituto de Tecnologia, Programa de Pós-graduação em Engenharia Elétrica, Belém, 2009.
1. Força eólica. 2. Energia elétrica–produção. produção. 3. turbinas elétricas. I.Orientador. II. Título.

CDD 22. ed. 621.312136

UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARÁ
 INSTITUTO DE TECNOLOGIA
 PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

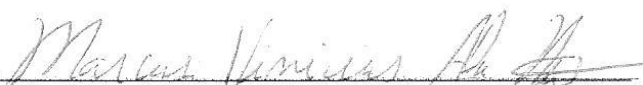
AVALIAÇÃO DE ESTRATÉGIAS DE CONTROLE DE POTÊNCIA REATIVA DE
 AEROGERADORES SÍNCRONOS EM REDES ELÉTRICAS

AUTOR: ANDRÉ CAVALCANTE DO NASCIMENTO

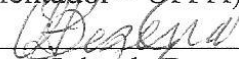
TESE DE DOUTORADO SUBMETIDA À AVALIAÇÃO DA BANCA EXAMINADORA
 APROVADA PELO COLEGIADO DO PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM
 ENGENHARIA ELÉTRICA DA UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARÁ E JULGADA
 ADEQUADA PARA OBTENÇÃO DO GRAU DE DOUTOR EM ENGENHARIA
 ELÉTRICA NA ÁREA DE SISTEMAS DE ENERGIA ELÉTRICA

APROVADA EM 18 / 12 / 2009

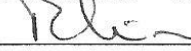
BANCA EXAMINADORA:


 Prof. Marcus Vinicius Alves Nunes, Dr.

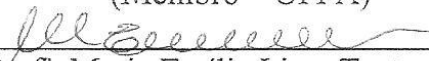
(Orientador – UFPA)


 Prof. Ubiratan Holanda Bezerra, D.Sc.

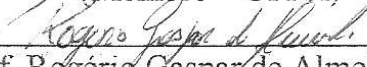
(Co-Orientador – UFPA)


 Prof. Roberto Célio Limão, Dr.

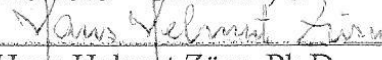
(Membro – UFPA)


 Prof.ª Maria Emília Lima Tostes, Dr.ª

(Membro – UFPA)


 Prof. Rogério Gaspar de Almeida, Dr.

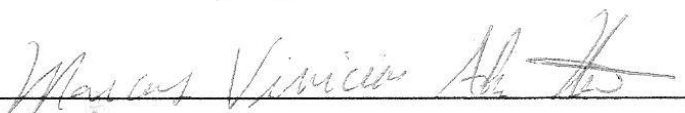
(Membro – UNIFAP)


 Prof. Hans Helmut Zürn, Ph.D.

(Membro – UFSC)


 Prof. Ghendy Cardoso Júnior, Dr.

(Membro – UFSC)

Visto: 

Prof. Marcus Vinicius Alves Nunes, Dr.
 Coordenador do PPGEE/ITEC/UFPA

AGRADECIMENTOS

- A Deus, pela vida abençoada;
- Ao professor Marcus Vinícius Alves Nunes pelas valiosas contribuições dadas na orientação do trabalho;
- Ao professor Ubiratan Holanda Bezerra pelas colocações e sugestões sempre proveitosas;
- Aos colegas João Paulo, Andrey e Luis Miguel pela ajuda dada para o fechamento do trabalho;
- Ao meu pai, Engenheiro Eletricista Antônio Borgônio Salgado do Nascimento, ex-professor do curso de Engenharia Elétrica da UFPA, com quem aprendi a valorizar cada vez mais a profissão escolhida;
- Ao professor Jurandyr Nascimento Garcez, pelo apoio dado durante minha vida acadêmica;
- A minha família, em especial a minha mãe, irmã, esposa e filhos, pelos momentos de descontração e encorajamento;

SUMÁRIO

AGRADECIMENTOS	VII
LISTA DE ILUSTRAÇÕES	XI
LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS.....	XIII
RESUMO	XIV
ABSTRACT.....	XV
1 CAPÍTULO 1	1
1.1 INTRODUÇÃO	1
1.2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	4
1.3 OBJETIVO GERAL	8
1.4 CONTRIBUIÇÕES DO TRABALHO	8
1.5 ESTRUTURA DO TRABALHO	9
2 CAPÍTULO 2	11
2.1 INTRODUÇÃO	11
2.2 TIPOS DE TECNOLOGIA	11
2.2.1 Aerogeradores com Geradores de Indução Convencionais.....	13
2.2.2 Aerogeradores de Indução Duplamente Alimentados.....	14
2.2.3 Aerogeradores Síncronos a Ímã Permanente	16
2.2.4 Aerogeradores Síncronos com Rotor Bobinado.....	18
2.3 TECNOLOGIAS DE CONVERSÃO DE ENERGIA EÓLICA DE GRANDE PORTE.....	18
2.4 CONCLUSÕES	20
3 CAPÍTULO 3	21
3.1 INTRODUÇÃO	21
3.1.1 Critérios de Interligação.....	21
3.1.2 Limites de Tensão e Frequência.....	23
3.1.3 Controle da Potência Ativa	24

3.1.4	Controle da Corrente e Potência Reativa	26
3.1.5	Suportabilidade a Faltas na Rede	28
3.2	CONCLUSÃO	30
4	CAPÍTULO 4.....	31
4.1	INTRODUÇÃO	31
4.2	DIAGRAMA DE BLOCOS DO SISTEMA	31
4.3	MODELO DINÂMICO DA TURBINA EÓLICA.....	32
4.3.1	Representação do Sistema do Eixo Mecânico.....	34
4.4	REPRESENTAÇÃO DO GERADOR DE SÍNCRONO A IMÃ PERMANENTE EM ESTUDOS DE ESTABILIDADE TRANSITÓRIA	35
4.5	MODELO DOS CONVERSORES ELETRÔNICOS.....	38
4.6	MODELOS AGREGADOS SIMPLIFICADOS DE PARQUES EÓLICOS.....	40
4.7	CONCLUSÃO	41
5	CAPÍTULO 5.....	42
5.1	INTRODUÇÃO	42
5.2	ESTRATÉGIAS DE CONTROLE	42
5.3	MALHAS DE CONTROLE DA TENSÃO DO “LINK” CC	44
5.4	CONTROLE DO CONVERSOR INTERLIGADO A REDE.....	45
5.5	CONCLUSÕES	50
6	CAPÍTULO 6.....	51
6.1	INTRODUÇÃO	51
6.2	REDE ELÉTRICA.....	51
6.3	ANÁLISE DOS RESULTADOS	52
6.4	CONCLUSÕES	63
7	CAPÍTULO 7.....	65
7.1	CONCLUSÕES GERAIS	65

7.2	PERSPECTIVA DE FUTUROS TRABALHOS.....	66
	BIBLIOGRAFIA	68
1	ANEXO A	75
2	ANEXO B.....	79

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

<i>Figura 1.1 - Potência global instalada de parques eólicos ao longo dos anos (Fonte:WWEA,2008).</i>	2
<i>Figura 2.1 - Esquemas simplificados das principais tecnologia.</i>	12
<i>Figura 2.2 – Esquemas do gerador de indução com soft-starter e capacitor</i>	13
<i>Figura 2.3 - Conjunto de resistências acrescentado ao rotor do DFIG.</i>	15
<i>Figura 2.4 - Configurações de conversores utilizados para interligar o PMSG à rede elétrica.</i>	16
<i>Figura 2.5 – Caracterização de um sistema eólico de grande porte em corrente alternada (AKHMATOV, 2003)</i>	19
<i>Figura 2.6 - Caracterização de um sistema eólico de grande porte em corrente contínua (LUNDBERG, 2006)</i>	19
<i>Figura 3.1- Faixa de operação de tensão em função da frequência para redes de transmissão na Dinamarca ..</i>	23
<i>Figura 3.2 – Faixa de operação de tensão em função da frequência da Alemanha</i>	24
<i>Figura 3.3 - Controle da potência de saída através da frequência na Dinamarca.</i>	25
<i>Figura 3.4 – Controle da potência de saída da frequência na Alemanha.</i>	25
<i>Figura 3.5 - Curva para o controle de corrente reativa da Espanha.</i>	26
<i>Figura 3.6 – Níveis de fator de potência na Alemanha</i>	27
<i>Figura 3.7 - Curva para o controle de potência reativa na Alemanha [3].</i>	27
<i>Figura 3.8 – Curva de Suportabilidade a faltas da Espanha</i>	28
<i>Figura 3.9 - Curva de suportabilidade a faltas da Alemanha</i>	29
<i>Figura 3.10 - Curva nos terminais do aerogerador no Brasil</i>	30
<i>Figura 4.1 – Diagrama de blocos do sistema.</i>	31
<i>Figura 4.2 - Coeficiente de potência, C_p, como função da taxa de velocidade na ponta da pá (tip speed ratio), λ, e do ângulo de pitch, β (ALMEIDA, 2006).</i>	34
<i>Figura 4.3 – Modelo de massa única</i>	35
<i>Figura 4.4 - Transformação do sistema de referência da máquina para o sistema de referência da rede elétrica.</i>	36
<i>Figura 4.5 - Tipos de conversores utilizados no aerogerador síncrono (a) retificador a diodo (b) retificador com IGBT.</i>	38
<i>Figura 4.6 - Estrutura do modelo agregado simplificado.</i>	41
<i>Figura 5.1 – Esquema de Controle utilizado para aerogerador síncrono</i>	43
<i>Figura 5.2 – Conversor CC-CC do tipo elevador</i>	44
<i>Figura 5.3 – Malha de controle do conversor CC-CC do tipo elevador.</i>	45
<i>Figura 5.4 – Esquema do conversor ligado à rede elétrica</i>	46
<i>Figura 5.5 - Malhas de controle de corrente do conversor C_2 ligado à rede.</i>	48
<i>Figura 5.6 – Esquema de controle do conversor ligado à rede elétrica.</i>	49
<i>Figura 5.7 – Bloco de controle de modulação</i>	50
<i>Figura 6.1 - Diagrama esquemático da rede utilizada</i>	52
<i>Figura 6.2 - Gráfico de tensão nos terminais do conversor.</i>	53
<i>Figura 6.3 - Diferença entre o ângulo de carga das máquinas 01 e 02</i>	54

<i>Figura 6.4 - Correntes (a) I_d e (b) I_q de referência para o conversor.....</i>	<i>55</i>
<i>Figura 6.5 – Corrente total do conversor</i>	<i>56</i>
<i>Figura 6.6 – Limitação de corrente do inversor</i>	<i>57</i>
<i>Figura 6.7 - Potências ativa e reativa no ponto de conexão</i>	<i>57</i>
<i>Figura 6.8 - Tensão no barramento CC.....</i>	<i>58</i>
<i>Figura 6.9 - Gráfico de tensão nos terminais do conversor.....</i>	<i>59</i>
<i>Figura 6.10 - Correntes (a) I_d e (b) I_q de referência para o conversor.....</i>	<i>60</i>
<i>Figura 6.11 – Correntes total do conversor interligado a rede</i>	<i>61</i>
<i>Figura 6.12 - Potência (a) ativa e (b) reativa das máquinas síncronas no ponto de conexão da rede</i>	<i>62</i>
<i>Figura 6.13 – Ângulo de carga da máquina síncrona.....</i>	<i>62</i>
<i>Figura 6.14 - Potência (a) ativa e (b) reativa e (c) ângulo de carga das máquinas síncronas no ponto de conexão da rede sem barramento infinito</i>	<i>63</i>
<i>Figura A. 1 - Diagrama de bloco da Turbina Diesel (modelo simplificado).....</i>	<i>76</i>
<i>Figura A. 2 – Diagrama de bloco do regulador de velocidade.....</i>	<i>76</i>
<i>Figura A. 3 - Diagrama de bloco do sistema de excitação (IEEE tipo I).....</i>	<i>77</i>
<i>Figura B. 1 - Unidades síncronas, ASVV e rede teste implementados em Simulink/Matlab.....</i>	<i>79</i>
<i>Figura B. 2 – Rede elétrica teste.....</i>	<i>80</i>
<i>Figura B. 3 - Sub-bloco das unidades síncronas.....</i>	<i>80</i>
<i>Figura B. 4 - Sub-bloco “Modelo Elétrico” das unidades síncronas.....</i>	<i>81</i>
<i>Figura B. 5 - Sub-bloco “Regulador de Tensão” das unidades síncronas.....</i>	<i>81</i>
<i>Figura B. 6 - Sub-bloco “Regulador de Velocidade” das unidades síncronas.....</i>	<i>82</i>
<i>Figura B. 7 - Modelo SCVV.....</i>	<i>82</i>
<i>Figura B. 8 - Modelo da rede elétrica.....</i>	<i>83</i>

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

AVR – Automatic Voltage Control (Controle automático de tensão);

CA – Corrente Alternada;

CC – Corrente Contínua;

CSAT – Capacidade de Sobrevivência a Afundamentos de Tensão;

CSI – Current Source Inverter (Inversor do tipo fonte de corrente);

DFIG – Doubly Fed Induction Generator (Gerador de indução duplamente alimentado);

E.ON – Operador de redes de alta tensão (AT) e média-alta tensão (MAT) de Alemanha;

IGBT – Insulated Gate Bipolar Transistor (Transistor bipolar de porta isolada);

PI – Proporcional-Integral;

PWM – Pulse Width Modulation (Modulação por largura de pulsos);

PMSG – Permanent Magnetic Synchronous Generation (Gerador Síncrono a Ímã Permanente)

S.I. – Sistema Internacional de unidades;

SVC – Static Var Compensator (Compensador estático de potência reactiva);

VSI – Voltage Source Inverter (Inversor do tipo fonte de tensão).

FACT – Flexible AC Transmission System (Sistema de Transmissão Flexível em Corrente Alternada).

RESUMO

No presente trabalho é avaliada uma metodologia de injeção de potência reativa em redes elétricas durante afundamentos de tensão provocados por curto-circuito, em parques eólicos interligados, adotada em alguns países com maturidade tecnológica na produção de energia eólica. Nos estudos desenvolvidos, foi utilizado o aerogerador síncrono a imã permanente com conversor pleno em função da grande controlabilidade do conversor interligado à rede e por possuir elevada capacidade de fornecimento de potência reativa, comparada a outras tecnologias de aerogeradores.

No Brasil, os requisitos de interligação de parques eólicos as redes elétricas, definido pelo Operador Nacional do Sistema, ainda não estipula a necessidade de adoção de tal metodologia durante defeitos na rede elétrica, apenas especifica a curva de capacidade de afundamentos de tensão que os aerogeradores devem seguir para evitar o desligamento frente a afundamentos de tensão.

Os critérios de proteção do aerogerador síncrono são avaliados a partir de simulações de curto-circuito em uma rede de teste adotando-se os requisitos do Brasil, sem injeção de potência reativa, sendo comparados com o de outros países que adotam curvas de injeção de potência reativa.

PALAVRAS-CHAVES: Aerogeradores Síncronos, Controle de Potência Reativa, Normas de Interligação de Parques Eólicos, Controle de Tensão, Capacidade de Sobrevivência a Subtensões, Proteção de Aerogeradores.

ABSTRACT

In the present work a methodology of reactive power injection in electric grids during voltage dips provoked by short-circuit, in connected wind farms, adopted at some countries with technological maturity in the production of wind energy in the world is evaluated. In the developed studies, the direct drive synchronous wind generator was used with full converter due to the high controllability of the converter connected to the electric grid and for possessing high capacity of reactive power supply, compared to other wind generators technologies.

In Brazil, the grid code to connect wind farms to the electric grids, defined by the National Operator of the Electrical System, doesn't stipulate yet the need of adoption of such methodology during faults in the electric grid. It just specifies the ride through capability curve for voltage dips that the wind generators should follow to avoid the trip of the undervoltage relay.

Criteria of the synchronous wind generators protection are evaluated starting from short-circuit simulations in a test grid with adoption of the Brazilian grid code, without reactive power injection, being compared with those of other countries that adopt reactive power injection curves.

KEYWORDS: Synchronous Generator Wind Turbine, Reactive Power Control, Grid Codes, Voltage Control, Ride Through the Fault, Wind Turbine Protection.

CAPÍTULO 1

INTRODUÇÃO

1.1 INTRODUÇÃO

A necessidade atual de utilização de fontes de energia não poluentes ao redor do planeta é urgente. Devido ao crescimento tecnológico e urbano das nações nos últimos anos, o consumo de energia elétrica nos diversos setores e processos industriais alcança níveis elevados, fazendo com que países com uma produção industrial elevada, que ainda trabalham com fontes de energia elétrica bastante poluidoras, como exemplo utilizando a queima do carvão mineral, emitam grandes quantidades de poluentes na atmosfera.

Esforços têm sido feitos por todo o mundo de modo a reduzir o impacto da emissão de gases poluentes que causam o aquecimento global, inclusive com a adoção de medidas e metas, a partir da criação do protocolo de Kyoto e o investimento em fontes de energias renováveis como a eólica, solar, biomassa, e marés. A utilização destas fontes renováveis de energia é uma forma de combater a dependência dos combustíveis fósseis na produção de energia, assim como, evitar a indisponibilidade de geração de energia elétrica devido a falta do mesmo a longo prazo.

A abertura de mercado do setor de energia elétrica, junto com a elevada taxa de crescimento no consumo, verificada nos últimos anos, e o problema dos custos envolvidos com a construção ou aumento na capacidade das linhas de transmissão, têm resultado no surgimento de um considerável número de pequenas unidades geradoras conectadas à rede local, seja ela de distribuição, ou mesmo subtransmissão. Este desenvolvimento aproxima a carga dos sistemas produtores de energia elétrica, reduzindo os efeitos negativos na dependência da geração centralizada e os custos e perdas elétricas na transmissão, além dos problemas sociais e ambientais ligados à construção de grandes centrais (NUNES, 2003).

A quantidade de parques eólicos interligados às redes elétricas em diferentes níveis de tensão tem vindo a crescer significativamente em todo o mundo, conforme se pode verificar na Figura 1.1 que mostra a potência eólica global instalada ao longo dos anos.

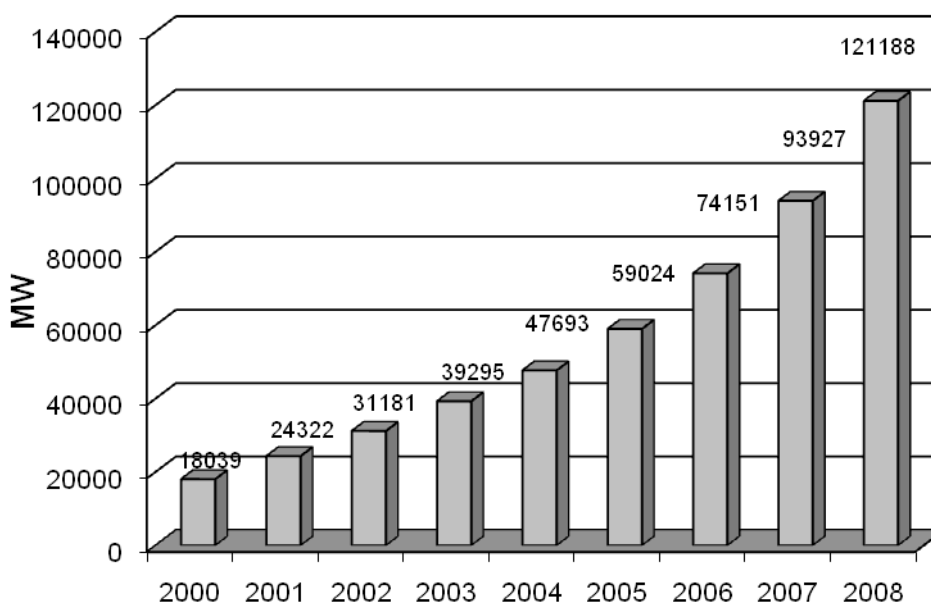


Figura 1.1 - Potência global instalada de parques eólicos ao longo dos anos (Fonte:WWEA, 2008).

Os países que apresentam maior potência eólica global instalada são EUA e Alemanha, conforme mostra a Tabela 1.1. O Brasil, apesar de ser o maior produtor na América Latina, ainda possui uma produção significativamente pequena quando comparado a outros países com uma previsão para o final de 2009 de potência global instalada de 341MW (WWEA, 2008).

Tabela 1.1 – Dez maiores produtores de potência eólica em 2008 (Fonte:GWEC, 2008)

Países	MW Instalado até 2008
EUA	25.170
ÁLEMANHA	23.903
ESPAÑA	16.754
CHINA	12.210
ÍNDIA	9.645
ITÁLIA	3.373
FRANÇA	3.404
INGLATERRA	3.241
DINAMARCA	3.180
PORTUGAL	2.862
RESTO DO	16.693
Total	100%

Apesar de sua baixa produção de energia eólica, o país tenta seguir um ritmo de investimento acompanhando uma tendência mundial. O Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA), coordenado pelo Ministério de Minas e Energia,

serviu como um importante instrumento para a diversificação da matriz energética nacional e pela primeira vez em sua história, no final do ano de 2009, será realizado um leilão exclusivo para a compra de energia eólica. De acordo com a Empresa de Pesquisa Energética (EPE), 339 projetos de geração eólica, com capacidade total de 10.005 megawatts (MW), disputam o direito de fornecer energia ao país por um período de 20 anos. Esta contratação da energia eólica poderá levar o Brasil a evitar a utilização das usinas térmicas a carvão, aumentando a segurança do sistema, ou seja, durante dificuldades de produção de energia pelas hidrelétricas, acionam-se as fontes eólicas, tão limpas quanto as hidrelétricas.

O Brasil apresenta características privilegiadas para o uso da energia eólica, principalmente ao longo do litoral do nordeste, que pode ser justificada em parte pelo grande potencial de vento existente na sua extensa região costeira (SCHULTZ *et al.* 2001).

Por outro lado o crescimento contínuo dos parques eólicos, tanto em número como, em capacidade de geração, contribui para o surgimento de fenômenos de instabilidades nos sistemas de potência, trazendo riscos para o seu funcionamento. De modo a garantir a qualidade da energia e sua transmissão, o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) elaborou no Submódulo 3.6 de 2008, novos requisitos técnicos a serem fornecidos aos acessantes de parques eólicos. Um dos critérios estabelece níveis de tensão mínimos em função do tempo que um aerogerador deve permanecer no sistema, caso haja problemas na rede elétrica, como curto-circuito, nomeado de Capacidade de Sobrevivência aos Afundamentos de Tensão. A necessidade deste novo requisito deve-se principalmente a perspectiva de crescimento de geração deste tipo de energia na rede elétrica brasileira. Há tempos atrás, os parques eólicos eram desconectados da rede elétrica, na ocorrência de um afundamento de tensão nos terminais dos aerogeradores. Em países com grande produção de energia eólica, o grau de penetração já é elevado. Caso haja a retirada do parque eólico, haverá uma grande instabilidade transitória podendo ocasionar a saída de todo o sistema interligado de operação.

Além do requisito exposto acima, é encontrado em algumas normas de conexão de parques eólicos em redes elétricas da Europa, outro requisito bastante importante para a manutenção da integridade física do sistema elétrico durante perturbações. Trata-se da exigência da injeção de reativos durante afundamentos de tensão, seguindo-se uma curva de injeção especificada (EON, 2006). Este requisito, além de melhorar os níveis de tensão no sistema elétrico em uma condição de defeito, permite que o parque eólico não seja retirado do

sistema pela atuação do relé de subtensão das referidas máquinas, aumentando a capacidade de sobrevivência a afundamentos de tensão.

Dentre as diversas tecnologias de aerogeradores existentes, a concepção que utiliza o gerador síncrono com conversor pleno, conhecida mundialmente como “*Direct Drive*”, apresenta os melhores recursos tecnológicos para atender esta nova solicitação citada no parágrafo anterior, pois além de utilizar interfaces eletrônicas sofisticadas é a tecnologia de aerogeradores com maior capacidade de injeção de reativos no sistema, o que tem possibilitado a exploração de potencialidades até então inconcebíveis em aerogeradores tradicionais, graças a expressiva redução dos custos dos dispositivos de eletrônica de potência, que ao longo dos anos, têm vindo a sofrer reduções significativas em termos de tamanho e volume.

Apesar do Brasil ainda não adotar o controle de potência reativa durante quedas de tensão na rede em suas normas, este trabalho mostra a importância de tal solicitação na norma brasileira a partir de avaliações de simulações de redes elétricas, provocando uma discussão no meio acadêmico visando tal solicitação.

1.2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

Este tópico tem como objetivo realizar uma abrangente revisão bibliográfica relacionada ao estado da arte para o tema em questão, considerando aspectos como: o desenvolvimento de modelos e estratégias de controle, análise da capacidade de sobrevivência a afundamentos de tensão e análise de injeção de reativos pelo aerogerador síncrono a imã permanente.

POLLER *et al.* (2003) apresentaram modelos de geradores, conversores e controles para o *Direct Drive*. São mostrados dois modelos de conversores para a máquina, sendo o primeiro o retificador a diodo seguido de conversor CC-CC e inversor PWM e outro com retificador e inversor PWM, na configuração “*Back to Back*”. Em estudos de estabilidade transitória, é apresentado ainda um modelo reduzido do aerogerador, considerando somente o conversor interligado à rede. Resultados de simulações no programa DigSilent[®] são apresentados, comparando o desempenho do modelo reduzido com o modelo completo com diferenças desprezíveis entre os resultados dos dois tipos de modelos. Este trabalho tornou-se uma das referências mais citadas e relevantes na área de pesquisa em questão, destacando-se pela realização de um estudo muito completo que analisa o comportamento dinâmico das mais importantes tecnologias de aerogeradores.

No trabalho de MORREN *et al.* (2003) é apresentado um controle do conversor interligado à rede via aerogerador síncrono que limita a corrente injetada por este conversor, durante um curto-circuito na rede, evitando a queima dos IGBTs. Tal limitação provoca um aumento na tensão do barramento CC, que é corrigida reduzindo-se a referência de potência ativa gerada pelo conversor PWM conectado ao gerador. A redução do envio de potência ativa pelo conversor interligado ao gerador para o barramento CC provoca uma aceleração na turbina devido a redução do torque elétrico. O controle de passo da turbina é ativado, de modo a reduzir a velocidade da mesma. Nos resultados de simulações desenvolvidos no trabalho, nota-se pouca diferença na variação de velocidade da turbina e no controle do ângulo de passo, na ocorrência de defeitos na rede simulada.

AKHMATOV (2003) mostra em seu trabalho três alternativas para aumentar a sobrevivência do aerogerador síncrono durante afundamentos de tensão provocados por curto-circuito na rede: aumento do valor da capacitância do barramento CC, controle de potência sobre o barramento CC e controle de reativos por dispositivo FACT na barra de geração eólica. Na primeira alternativa, a sobretensão sobre o capacitor poderá ser maior devido ao aumento de sua capacidade. A segunda utiliza um controlador do tipo proporcional-integral (PI) específico para o controle de tensão do capacitor do link CC, visando à diminuição de sobretensão sobre o mesmo, na ocorrência de uma falta no sistema elétrico. A terceira utiliza um dispositivo FACT do tipo SVC para a injeção de reativos na barra do aerogerador na ocorrência de uma falta. Nos resultados apresentados no trabalho, observa-se que a melhoria no desempenho transitório da máquina foi obtida com a inclusão dos três tipos de controle descritos acima.

SLOOTWEG *et al.* (2003) propuseram um modelo geral para representar os aerogeradores de velocidade variável, do tipo máquinas DFIG e síncrona. Nesta publicação, as tensões e as correntes são expressas apenas na componente fundamental, assumindo-se que os conversores estáticos PWM atuam muito rapidamente, o que tornar possível modelá-los como fontes de corrente controladas, desprezando os termos referentes às derivadas dos fluxos magnéticos nas equações matemáticas das tensões do rotor do gerador DFIG. Neste modelo geral, ambas as tecnologias operam de forma a extrair a máxima potência do vento com potência reativa e tensão terminal controladas. Nas altas velocidades de vento, é utilizado o controle de passo, conhecido também como “*pitch*”, para o controle da velocidade angular do aerogerador. As simulações realizadas avaliaram a resposta do aerogerador submetido a seqüências de velocidade de vento medidas para validação dos modelos.

CHINCHILLA *et al.* (2006) apresentam um controle para o conversor interligado ao gerador síncrono com imã permanente que calcula a corrente reativa e impõe um valor de referência no gerador de modo a diminuir as perdas, tanto no gerador, como no conversor interligado ao gerador, em toda a faixa de operação. Diferentes testes experimentais são realizados em um protótipo de 3 KW verificando os benefícios do sistema proposto.

RANGEL *et al.* (2006) mostraram o modelo do aerogerador síncrono com conversor pleno implementado no programa de análise de estabilidade transitória, denominado ANATEM pertencente ao CEPEL. O modelo de conversor adotado é com retificador a diodo, conversor CC-CC elevador e inversor do tipo fonte de tensão. O modelo dos diversos componentes são detalhados, junto com as malhas de controle tanto do conversor CC-CC como do inversor gerador. Dois tipos de simulações são apresentados no final do trabalho: variação de velocidade do vento e curto-circuito trifásico próximo a barra ao parque eólico. Em ambas simulações foi considerado que o aerogerador trabalha com fator de potência unitário.

COUGHLAN, *et al.* (2007) aplicam técnicas de controle não-linear no conversor interligado à rede do aerogerador síncrono para evitar a queima do IGBT por sobrecarga e sobretensões no barramento CC. O controle utiliza a técnica de Linearização da Realimentação que transforma a dinâmica de um sistema não-linear em linear para que técnicas de controle linear possam ser compatíveis.

ULLAH *et al.* (2007) avaliam a estabilidade transitória e de tensão pelos parques eólicos, de acordo com as recomendações da norma de interligação de parques eólicos do operador E.ON Netz da Alemanha. Uma rede teste de 32 nós do CIGRE é utilizada nas avaliações. Os autores propõem a utilização de um conversor 40% maior para injetar além dos 100% de potência reativa mais 40% de potência ativa durante afundamentos de tensão na barra dos aerogeradores inferiores a 0.5 p.u. Os autores justificam que a curva de injeção de reativos do operador alemão solicita 100% de corrente reativa para afundamentos inferiores a 0.5 p.u, sacrificando a injeção de potência ativa durante o defeito piorando os índices de estabilidade transitória de geradores convencionais próximos a barra de geração a partir do aumento dos ângulos de carga comparados ao caso dos conversores 40% maiores. Outra análise feita no artigo foi uma proposta de mudança da curva de injeção de reativos do operador alemão adotando o critério que para cada afundamento em p.u de tensão o parque eólico deverá injetar 4 p.u de potência reativa, injetando desta forma 100% de reativos para uma queda de

0.25 p.u de tensão. As avaliações das simulações executadas no final do trabalho mostram que a menor oscilação do rotor da máquina síncrona convencional mais próxima foi quando a curva foi alterada com um conversor 40% maior.

WATSON *et al.* (2008) apresentam um estudo de estabilidade transitória em aerogeradores síncronos com conversor pleno utilizando modelos agregados de parques eólicos. É realizado um comparativo do resultado das simulações mostrando as configurações de modelagem do parque eólico por apenas uma máquina equivalente ou utilizando-se todas as máquinas do parque. Além desta comparação, é também simulado pelos autores dois modelos simplificados do aerogerador síncrono que desprezam o conversor interligado a máquina, sendo o primeiro com a utilização do controle de tensão CC por um resistor de dissipação de energia em paralelo com o capacitor, o qual é ativado por uma chave eletrônica na presença de sobretensão no barramento e a outra considerando a tensão no capacitor constante durante a ocorrência de defeito na rede. Os resultados das simulações mostram que, dependendo da quantidade de potência entregue pelo parque eólico à rede, os modelos podem funcionar melhor em uma condição comparada a outra.

SHUHUI LI *et al.* (2009) comparam um controle tradicional dos conversores dos aerogeradores com uma nova estratégia de controle que utiliza um controlador PI com um supervisor adaptativo utilizando lógica fuzzy, que ajusta os ganhos do PI em função do erro entre os valores de referência e realimentado e da variação do erro. Os resultados das simulações apresentados no trabalho mostram um desempenho superior do controle proposto para variações de velocidade da turbina eólica.

No trabalho de HANSEN *et al.* (2009) é apresentado o modelo completo do aerogerador síncrono com rotor a imã permanente incluindo a turbina, gerador e conversores. O controle do conversor interligado a rede é projetado visando a manutenção da máquina na ocorrência de faltas no sistema elétrico. É utilizado um controle adicional de amortecimento de oscilações no eixo mecânico e um controle de injeção de potência reativa pelo conversor interligado a rede durante os afundamentos de tensão. Um modelo agregado de 80 turbinas de 2 MW é foi simulado no programa DigSilent[®] onde os resultados são obtidos mostrando a eficiência do controle proposto.

1.3 OBJETIVO GERAL

No Brasil atualmente, em sua norma de interligação de parques eólicos às redes elétricas, o controle de reativos somente é solicitado para a situação de regime permanente a fim de limitar o fator de potência entre -0.95 a 0.95 (ONS, 2008) do parque eólico no ponto de conexão da rede. A mesma norma cita ainda que os aerogeradores instalados não devam ser retirados do sistema para qualquer nível de afundamento de tensão versus tempo, através da conhecida curva de suportabilidade a subtensões decorrentes da falta na rede. Algumas tecnologias de aerogeradores, como o síncrono bobinado com conversor pleno, que já se encontram instalado em muitos dos nossos parques eólicos, possuem tecnologia suficiente através da utilização de conversores eletrônicos com controle vetorial que permitem a rápida injeção de potência ativa ou reativa no sistema, dentro dos limites permitidos pelas máquinas.

Esta tese mostra através de resultados de simulações obtidas em uma rede elétrica teste, que a adoção de curvas de injeção de reativos pelas normas do país, durante afundamentos de tensão no sistema, assim como, já fizeram outros países na vanguarda da geração eólica como Alemanha e Espanha, apresenta melhorias na capacidade de sobrevivência aos afundamentos de tensão, controle de tensão e a melhoria da estabilidade global dos sistemas de potência. Esta proposta faz parte da nova estratégia de alguns países de se considerar parques eólicos com os mesmos controles que os geradores convencionais possuem devido a alta penetração eólica em suas redes ou a interligação de parques eólicos nos sistemas elétricos fracos, considerando não somente a injeção de potência reativa, mas de potência ativa como mostrado em (ALMEIDA, 2006) e a utilização de Estabilizadores de Sistemas de Potência como descrito em (JENKINS, 2005)

1.4 CONTRIBUIÇÕES DO TRABALHO

- Caracterizar o estado atual dos requisitos das normas de interligação de parques eólicos em redes elétricas;
- Analisar o comportamento físico do aerogerador síncrono a imã permanente durante condições de falta no sistema elétrico;
- Implementação da malha de controle de potência reativa durante afundamentos de tensão, segundo códigos de interligação de países que já apresentam tal requisito;

- Analisar critérios de proteção da máquina durante os afundamentos de tensão para o aerogerador síncrono visando a sobrevivência a afundamentos de tensão nos terminais da mesma durante um curto-circuito na rede para os casos de não injeção de reativos e injeção segundo as curvas utilizadas;
- Desenvolvimento de um programa computacional em código MATLAB[®]-SIMULINK, que permite avaliar a rede teste utilizada perante as análises desenvolvidas na presente tese.

1.5 ESTRUTURA DO TRABALHO

Quanto à organização, o trabalho encontra-se estruturado de acordo com os 7 capítulos a seguir:

O Capítulo 1 apresenta uma introdução sobre o tema e a importância do mesmo. Neste, é realizada uma revisão bibliográfica dos principais autores na área, sendo ainda estabelecidos o objetivo geral e as principais contribuições do trabalho.

O Capítulo 2 apresenta as principais tecnologias de aerogeradores de grande porte utilizadas atualmente, relatando-se as características operacionais de cada tecnologia quando integradas aos sistemas elétricos de potência. Ainda são citados os tipos de configurações de sistemas eólicos existentes para as configurações em terra (“*Onshore*”) ou no mar (“*Offshore*”).

O Capítulo 3 mostra as normas de interligação de parques eólicos de alguns países que possuem tradição na geração eólica além da norma brasileira sobre o assunto. São vistos os parâmetros máximos e mínimos exigidos para tensões, frequência, potências ativas e reativas além dos controles de tais potências dentro destas normas.

O Capítulo 4 apresenta o desenvolvimento e a análise da modelagem do aerogerador síncrono a ímã permanente para fins de estudos de estabilidade transitória que possibilitam avaliar o desempenho da máquina durante afundamentos de tensão na rede elétrica. Em seguida, descreve-se o modelo simplificado deste aerogerador, bastante utilizado em simulações de grande porte em estudos de estabilidade dinâmica e transitória.

O Capítulo 5 trata das estratégias de controle vetorial aplicado ao conversor interligado a rede do aerogerador síncrono e do controle do conversor CC-CC (“*Chopper*”) do tipo elevador (“*Boost*”) que realiza o controle do barramento CC. Em seguida, mostra-se o

desenvolvimento o tipo de controle de reativo adotado com base em normas de interligação de parques eólicos europeus.

No Capítulo 6 são apresentados os resultados de simulação, baseados na solução de injeção de reativos adotadas nesta tese, aplicada aos aerogeradores síncronos com conversor pleno, integrados a uma rede elétrica sob estudo. São realizadas assim, análises quanto à capacidade de sobrevivência aos afundamentos de tensão e estabilidade do sistema elétrico, face às faltas provocadas em diferentes localizações na rede elétrica, sob condições de operação.

Por fim, no Capítulo 7, apresentam-se as conclusões gerais que resultaram do trabalho e as sugestões de futuros trabalhos na área.

CAPÍTULO 2

TECNOLOGIA DE AEROGERADORES

2.1 INTRODUÇÃO

A utilização da energia eólica como fonte de energia elétrica cresce substancialmente dentro do contexto da matriz energética do planeta. Grandes parques eólicos integrados a sistemas elétricos existentes necessitam, hoje em dia, de controles mais sofisticados, visando a melhoria de estabilidade do sistema elétrico, ao contrário do passado, onde os aerogeradores caracterizavam-se apenas como uma fonte de potência não controlada e sem capacidade para fornecer qualquer tipo de tecnologia que pudesse contribuir para a estabilidade do sistema elétrico .

O presente capítulo descreve as principais tecnologias dos sistemas de conversão de energia eólica utilizadas atualmente, destacando os aspectos positivos e negativos de cada tipo de geração individualmente.

2.2 TIPOS DE TECNOLOGIA

Atualmente três tipos de tecnologias de aerogeradores se destacam no cenário na produção de energia eólica:

- Aerogerador de indução convencional do tipo gaiola de esquilo (*“Squirrel Cage Induction Generator”*);
- Aerogerador síncrono a imã permanente (*“Permanent Magnetic Synchronous Generator”*);
- Aerogerador síncrono de rotor bobinado (*“Wound Rotor Synchronous Generator”*);
- Aerogerador de indução duplamente alimentado (*“Doubly Fed Induction Generator”*).

A Figura 2.1 mostra um diagrama de ligação simplificado de cada aerogerador, onde aparecem os diversos componentes envolvidos de cada tecnologia.

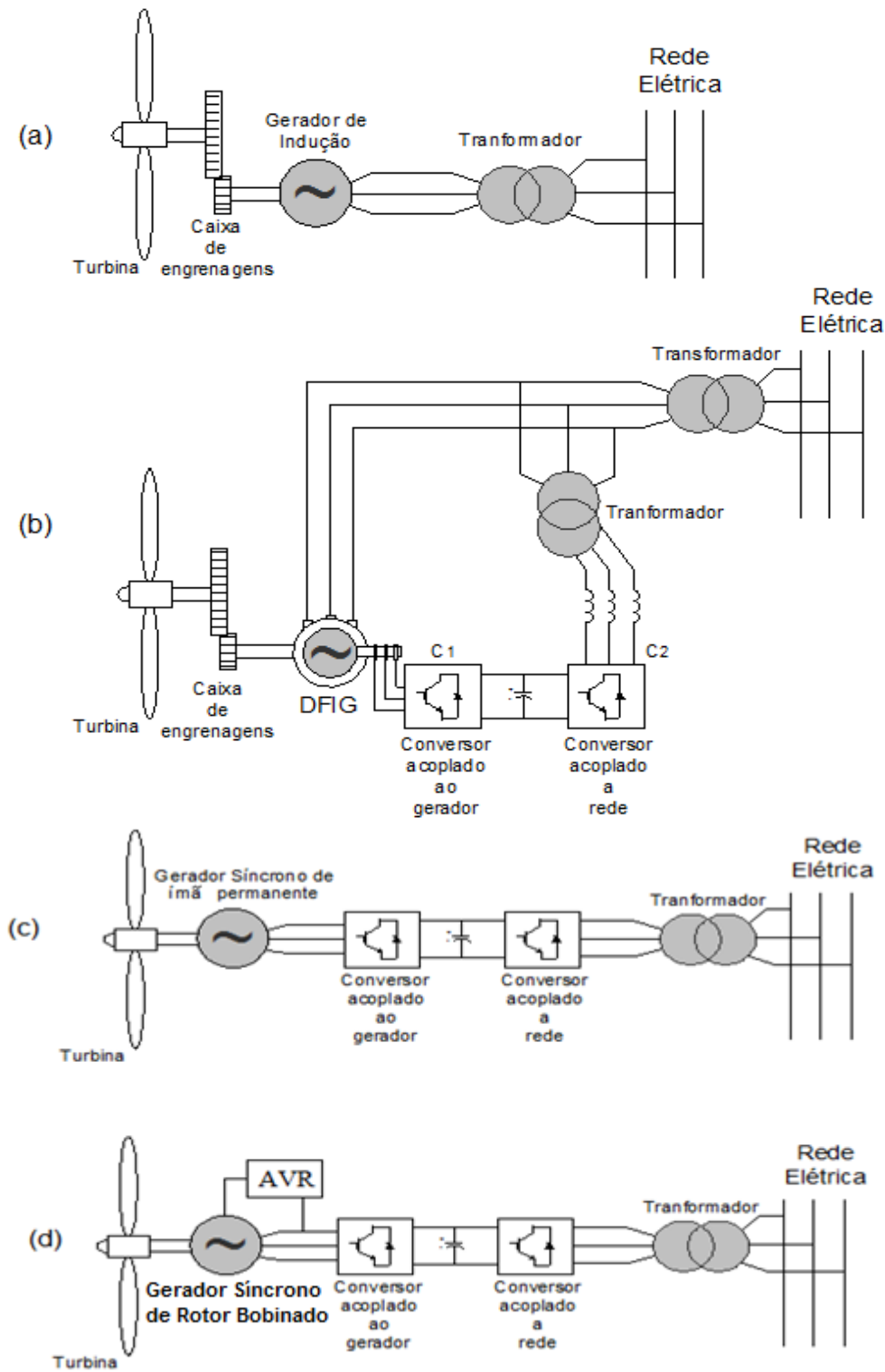


Figura 2.1 - Esquemas simplificados das principais tecnologia.

A seguir são detalhadas as características de cada aerogerador apresentados na Figura 2.1.

2.2.1 Aerogeradores com Geradores de Indução Convencionais

As máquinas de indução são interligadas às turbinas eólicas indiretamente através de caixas de engrenagem (multiplicadores de velocidade). Os geradores podem ser conectados à rede elétrica diretamente como mostrado na Figura 2.1(a) ou utilizar uma chave estática do tipo partida suave (“*soft starter*”) mostrada na Figura 2.2, entre o estator da máquina e a rede, a fim de reduzir a corrente de magnetização da máquina, que é bastante elevada durante a partida da mesma (ACKERMANN, 2005).

Outra modificação importante no diagrama simplificado da Figura 2.1(a) é a inclusão de banco de capacitores, próximo aos terminais da máquina, com a finalidade de autoexcitação, reduzindo o consumo de reativos deste tipo de tecnologia e melhorando os níveis de tensão em regime permanente, principalmente em redes fracas.

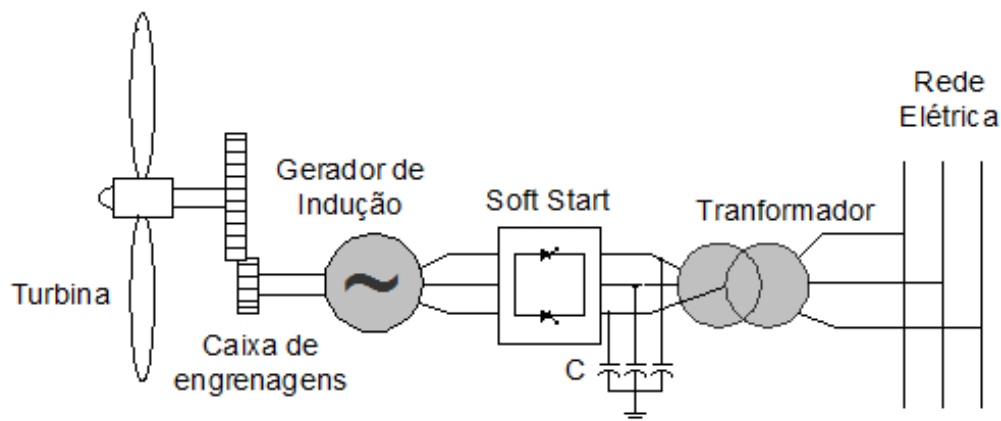


Figura 2.2 – Esquemas do gerador de indução com soft-starter e capacitor

Os tipos de controle disponíveis para esta tecnologia são aerodinâmicos do tipo *stall*-passivo e *stall*-ativo ou controle de *pitch*. O primeiro explora os perfis das pás da turbina eólica visando proteger o aerogerador durante velocidades extremas de vento e o segundo atua na orientação das pás da turbina de forma a compensar variações da velocidade do rotor, bem como de proteger a integridade física do sistema eólico em elevadas velocidades de vento (SLOOTWEG, 2003).

Os aerogeradores de indução convencionais são simples, robustos e apresentam um baixo custo de investimento, porém oferecem uma baixa controlabilidade. A necessidade de fornecimento de energia reativa pelo sistema elétrico para este tipo de máquinas na condição

após o defeito é preocupante uma vez que o banco de capacitores existente não é capaz de fornecer o elevado consumo de reativos, devido à redução da tensão nos terminais do gerador.

Com a redução de potência ativa injetada por esta máquina no sistema elétrico, na condição de falta, aparecerá um desbalanço entre os torques elétricos e mecânicos sendo momentaneamente a máquina acelerada, podendo atuar a proteção de sobrevelocidade da turbina, sendo necessária a atuação do controle de pitch visando a estabilidade transitória do sistema. Se o sistema elétrico não conseguir injetar rapidamente esta quantidade de reativos para restabelecimento do campo magnético e conseqüentemente da produção de potência ativa da máquina na condição de pós-falta, será comprometida a recuperação da tensão do sistema caso estes aerogeradores permaneçam em serviço (NUNES, 2003).

Além dos problemas citados anteriormente nas condições de falta e pós-falta, as rotações das pás causam variações de potência e conseqüentemente de tensão de 1 a 2 Hz na rede em regime permanente.

2.2.2 Aerogeradores de Indução Duplamente Alimentados

Neste tipo de tecnologia utiliza-se um conversor na configuração CA-CC-CA entre o rotor da máquina e a rede elétrica. Os conversores estáticos utilizados são constituídos por IGBTs (“*Insulated Gate Bipolar Transistor*”) que possibilitam a troca bidireccional de potência ativa entre o rotor e a rede elétrica através de controle vetorial. A parte do conversor ligado à rede opera com a frequência do sistema elétrico controlando a tensão do barramento CC. Durante situações de curto-circuito na rede elétrica, pode também ser controlado para funcionar como um Compensador Estático de Potência Reativa (STATCOM), injetando potência reativa no sistema elétrico (AKHMATOV, 2003).

O conversor ligado ao rotor opera com diferentes frequências de acordo com a velocidade do aerogerador injetando tensões ou correntes controladas no rotor da máquina elétrica a partir de estratégias de controle de potências ativas e reativas.

Comparadas a turbinas que utilizam conversor pleno conectado ao estator, o DFIG possui várias vantagens como:

- 1- O conversor é mais barato devido ao conversor do rotor possuir potência de apenas 25% - 30% da capacidade nominal da máquina;
- 2- Os filtros utilizados nos conversores de tensão também são menores e mais baratos pelo mesmo fato exposto acima;

- 3- O controle do fator de potência pode ser implementado devido ao DFIG trabalhar de forma similar a uma máquina síncrona.

A principal desvantagem deste modelo de aerogerador é sua operação limitada durante faltas no sistema elétrico. Estas faltas, mesmo sendo em locais remotos da localização das turbinas eólicas, podem causar um afundamento de tensão nos terminais do ponto de conexão das turbinas eólicas. O afundamento provocará um aumento na corrente nas bobinas do estator do DFIG. Devido ao acoplamento magnético entre os circuitos do estator e rotor, esta corrente também fluirá pelo circuito do rotor e pelos conversores estáticos localizados neste circuito. Isto pode levar até mesmo a destruição do conversor (MORREN, 2005). Uma possível solução, que algumas vezes é adotada para preservar os conversores e, durante a falta no sistema elétrico, curto-circuitar o rotor da máquina a partir do “crowbar”, mostrado na Figura 2.3.

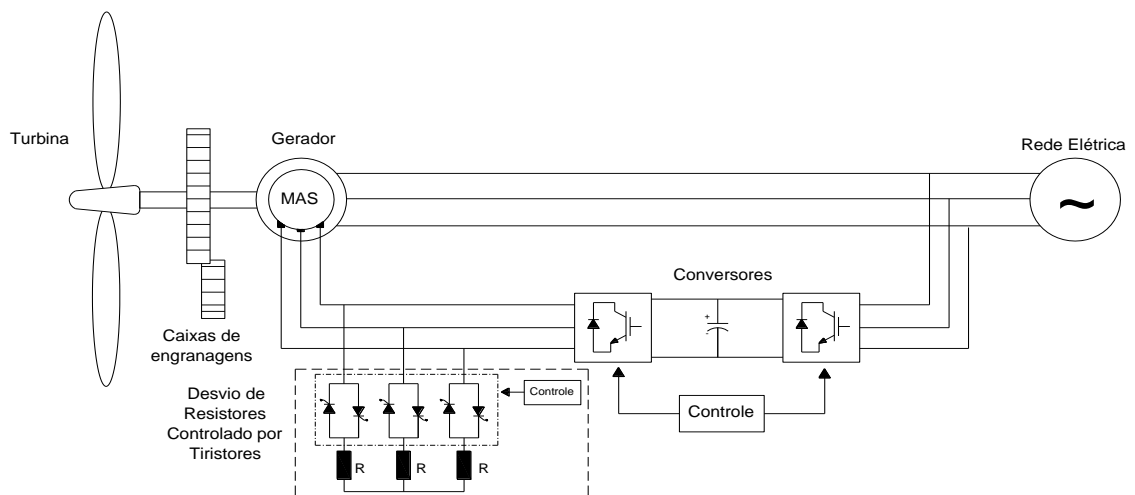


Figura 2.3 - Conjunto de resistências acrescentado ao rotor do DFIG

A operação deste dispositivo faz com que a elevada corrente induzida no rotor, passe por resistores de dissipação, evitando a sobrecarga nos conversores do rotor. Se esta resistência não for corretamente dimensionada, poderá haver uma sobretensão no conversor, sendo retirada a máquina de operação pela atuação da sobretensão do conversor (VIEIRA *et. al.* 2009).

2.2.3 Aero geradores Síncronos a Ímã Permanente

Turbinas eólicas de velocidade variável possuem ampla utilização em sistemas eólicos instalados no mar (“*offshore*”) ou em terra (“*onshore*”). Uma das premissas de utilização de aerogeradores nestes locais é que a máquina possua pouca intervenção a nível de manutenção.

O Aero gerador Síncrono a Imã Permanente é uma tecnologia bastante utilizada principalmente na situação “*offshore*”, por não apresentar caixas de engrenagens e escovas, como no caso do DFIG.

O gerador elétrico síncrono utiliza um elevado número de pólos para compensar a baixa velocidade com que opera devido estar diretamente conectado à turbina eólica, cujas pás, tipicamente, giram a velocidades de 30 a 50 rev./min. A não utilização da caixa de engrenagens apresenta vantagens como uma melhor eficiência, redução do peso do aerogerador, de níveis de ruído e de custos associados à manutenção regular deste componente (CHINCHILLA *et al.* 2006).

O rotor do gerador elétrico possui excitação com ímãs permanentes que operam em velocidade variável através do controle de *pitch* para o ajuste dos ângulos das pás da turbina, buscando captar a máxima energia do vento. Esta energia captada é transferida para o conversor pleno da máquina que utiliza a configuração CA-CC-CA. Através do barramento CC, o conversor ligado à rede elétrica trabalha como um Inversor do tipo Fonte de Tensão (“*Voltage Source Converter-VSC*”) utilizando chaves eletrônicas do tipo IGBT, fixando a frequência elétrica de saída do aerogerador de acordo com a frequência da rede, 60 Hz no Brasil.

Na conexão deste tipo de aerogerador na rede elétrica, o circuito da Figura 2.4 pode ser utilizado em alternativa ao circuito da Figura 2.1c.

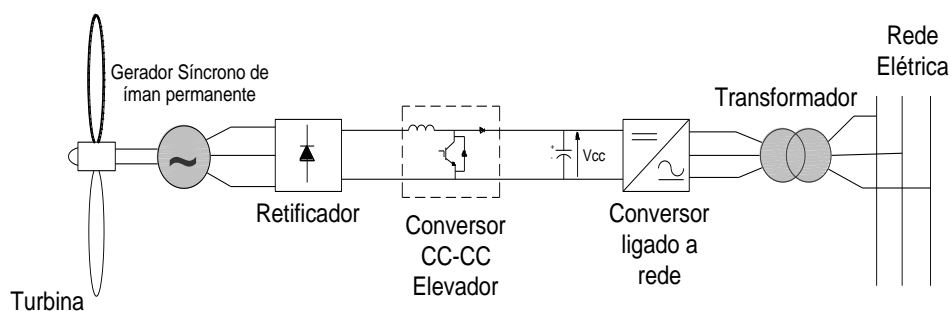


Figura 2.4 - Configurações de conversores utilizados para interligar o PMSG à rede elétrica.

Nesta configuração, o circuito retificador utilizado consiste de uma ponte retificadora trifásica a diodos. O conversor CC-CC do tipo elevador (“*Boost*”) após o retificador estabiliza a tensão no barramento CC frente as variações de potência mecânica da turbina e durante o curto-circuito na rede. O inversor do tipo fonte de tensão é similar ao apresentado na Figura 2.1c.

Como principais desvantagens deste tipo de tecnologia destacam-se o elevado diâmetro do rotor das máquinas, devido ao seu grande número de pólos, e a necessidade de utilização de conversores com potência nominal igual ou superior à máxima potência a ser gerada, ao contrário do DFIG.

Uma das principais vantagens, consiste no desacoplamento entre o aerogerador e a rede elétrica como resultado da presença dos conversores eletrônicos. Na ocorrência de uma rajada de vento, os conversores continuam a entregar potência constante à rede apesar da súbita variação de velocidade do rotor eólico. É importante observar também que o gerador síncrono não pode fornecer potência reativa à rede devido a este desacoplamento. Através do barramento CC, apenas a transferência de potência ativa é possível. Conseqüentemente, o controle de potência reativa e de tensão neste tipo de turbina é executado pelo conversor interligado a rede.

Durante um curto-circuito na rede elétrica, uma subtensão aparecerá nos terminais deste conversor e devido a capacidade limitada dos dispositivos eletrônicos empregados no mesmo, a potência elétrica injetada na rede é reduzida instantaneamente enquanto que a potência fornecida pela turbina não se altera. Com isso, ocorrerá um desbalanceamento de potência no barramento CC, aumentando a tensão no capacitor. Este aumento de tensão poderá atuar na proteção de sobretensão do barramento CC e retirar o aerogerador de operação, o que atualmente não é desejável segundo algumas normas de interligação de parques eólicos que serão descritas no Capítulo 3. A fim de evitar esta atuação, algumas técnicas são descritas na literatura como o emprego de resistores de frenagem no barramento CC (RANGEL, 2006). Este tipo de tecnologia é amplamente utilizado nos conversores aplicados no controle de velocidade de motores de indução trifásicos, para dissipar o excesso de potência no barramento CC evitando-se a sobretensão.

2.2.4 Aerogeradores Síncronos com Rotor Bobinado

Os geradores síncronos de rotor bobinado para aplicações em sistemas eólicos normalmente apresentam a configuração de rotor de pólos salientes com grande número de pólos e baixa velocidade de rotação, o que propicia o acoplamento direto do gerador com a turbina eólica, assim como o aerogerador síncrono a ímã permanente. A saliência do rotor resulta em um aumento no torque produzido pelo gerador, além de tornar a resposta da máquina mais estável diante das variações características na velocidade do vento, (JENKINS *et al.* 2000). A máquina síncrona de rotor bobinado apresenta uma realimentação no enrolamento de campo do rotor a partir da rede elétrica com o uso de retificadores o que propicia a regulação da tensão, como é mostrado na Figura 2.1(d).

Assim como para as máquinas a ímã permanente, a desvantagem deste sistema encontra-se na necessidade de utilização de um conversor estático de potência idêntica a potência do gerador elétrico para o processamento da energia proveniente do estator. Além deste aspecto, o elevado número de componentes e a grande dimensão dos mesmos, tornam este sistema uma solução de custo elevado.

2.3 TECNOLOGIAS DE CONVERSÃO DE ENERGIA EÓLICA DE GRANDE PORTE

Um parque eólico de grande porte é caracterizado por uma grande quantidade de aerogeradores interligados em cascata que podem atingir uma elevada potência instalada. Os aerogeradores podem ser divididos em grupos ou “*clusters*”, sendo cada *cluster* constituído de todos os controles e equipamentos necessários para a sua perfeita operação. A representação de um sistema eólico de grande porte é ilustrado na Figura 2.5 onde neste caso é utilizado um sistema de transmissão de corrente alternada com compensação de reativos estática na barra dos aerogeradores e dinâmica no ponto de acoplamento do parque eólico. Cada aerogerador possui um transformador que eleva sua tensão para um nível de tensão intermediário, sendo utilizado para a conexão do parque eólico um transformador de maior porte elevando a tensão do parque para a tensão do ponto de acoplamento.

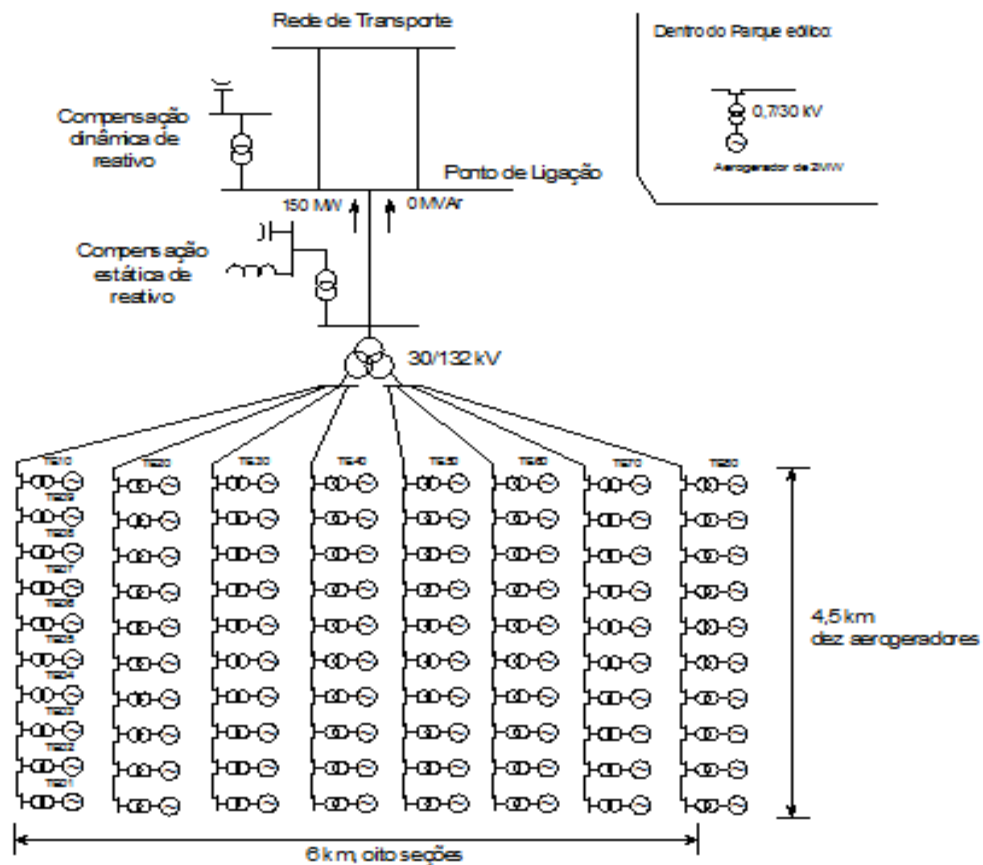


Figura 2.5 – Caracterização de um sistema eólico de grande porte em corrente alternada (AKHMATOV, 2003)

Em algumas situações, a transmissão em corrente contínua é utilizada, sendo adotado conversores do tipo CC-CC para elevar os níveis de tensão para uma transmissão mais eficiente e na etapa final um inversor para converter a potência da forma contínua para a forma alternada no ponto de acoplamento do parque com a rede elétrica, conforme ilustra Figura 2.6.

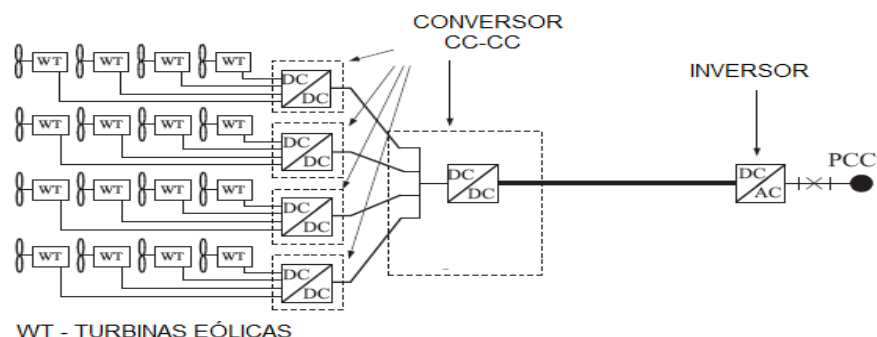


Figura 2.6 - Caracterização de um sistema eólico de grande porte em corrente contínua (LUNDBERG, 2006)

2.4 CONCLUSÕES

Neste capítulo foram apresentados os principais tipos de tecnologias de aerogeradores destacando-se os aspectos positivos e negativos de cada uma. Foi visto que os aerogeradores de indução com rotor em gaiola, apesar de serem robustos e mais baratos do que as outras tecnologias, apresentam vários problemas sendo destacado o consumo de potência reativa tanto em regime permanente quanto durante os transitórios. Já os aerogeradores do tipo DFIG e “*Direct Drive*” conseguem obter um maior aproveitamento da conversão eólico-elétrica a partir da utilização de controles adicionais nos conversores de frequência utilizados. Devido as novas regulamentações de conexão de parques eólicos exigirem um maior controle das máquinas do sistema, como será visto no próximo capítulo, existe uma perspectiva de substituição das máquinas de indução tradicionais pelas referidas máquinas citadas acima.

CAPÍTULO 3

REQUISITOS TÉCNICOS DE PARQUES EÓLICOS

3.1 INTRODUÇÃO

Os primeiros sistemas de geração de energia do tipo eólico-elétricos eram conectados aos sistemas de distribuição de energia, mas, atualmente, sistemas eólicos maiores tem sido conectados a redes de transmissão. Cada tipo de rede tanto de distribuição como de transmissão, possui normas para a integração de parques eólicos. Devido à variabilidade dos ventos e à crescente expansão deste tipo de sistema, faz-se necessário estabelecer critérios que regulamentem a conexão dessas plantas à rede elétrica, com a finalidade de assegurar que os aerogeradores tenham o controle e as propriedades necessárias para a operação do sistema de potência com relação à segurança do suprimento e a qualidade da tensão (Pires *et al.* 2008).

Este capítulo apresenta os diversos parâmetros que são importantes para a interligação de parques eólicos na rede de distribuição ou transmissão de alguns países, fazendo-se no final uma comparação entre os mesmos.

3.1.1 Critérios de Interligação

A Tabela 3.1 mostra os diversos parâmetros que os códigos de interligação de parques eólicos nas redes elétricas possuem. Estes parâmetros, assim como a faixa de variação dos mesmos, variam consideravelmente de país para país. As diferenças dependem do nível de penetração das plantas eólico-elétricas e da robustez da rede elétrica além das práticas locais. Diversos tipos de aerogeradores possuem diferentes características de controle e conseqüentemente, várias possibilidades de manter o sistema em condição normal e sob condição de falta.

Tabela 3.1 – Requerimentos essenciais em códigos de rede para turbinas eólicas (EWEA, 2009)

Requerimento	Característica
Controle de Potência Ativa	Alguns códigos de interligação requerem controle de potência ativa no parque eólico para garantir uma frequência estável no sistema e para prevenir sobrecarga em linhas, etc.
Controle de Frequência	Manutenção da frequência no sistema elétrico de potência em níveis aceitáveis a fim de manter a segurança no fornecimento, tanto no que diz respeito a qualidade de energia elétrica como para evitar sobrecarga nos equipamentos.
Faixas de Tensão e Frequência	Estipula os níveis de tensão e frequência que os aerogeradores podem suportar quando o sistema elétrico está em dificuldades, com desvios de frequência e tensão fora dos valores nominais
Controle de Tensão	Trata-se do controle de potência reativa no sistema tanto em regime permanente como transitório.
Qualidade de Energia (harmônicos, flickers, etc.)	Vários critérios devem ser atendidos pelos aerogeradores no que diz respeito a qualidade de energia (harmônicos, flickers. etc.).
Proteção	Um sistema de relés deve ser proposto para atuar como durante curto-circuitos, sobretensões, subtensões durante e depois da falta no sistema elétrico. Isto deve garantir que o parque eólico trabalhe dentro das faixas de operações do sistema em situação normal e em defeito e não seja danificado.
Modelagem e simulação	Alguns códigos de interligação solicitam dos fabricantes modelos e dados para realizar simulações de interação entre o sistema e parque eólico a ser implantado. Também solicitam a instalação de equipamentos de monitoramento para verificar o comportamento atual do sistema eólico durante faltas para a validação dos modelos.
Comunicação e controle externo	Os parques eólicos devem fornecer sinais correspondentes as variáveis de interesses ao operador do sistema a fim de proporcionar a operação segura do sistema de potência

A seguir alguns requerimentos descritos acima, serão descritos dentro de códigos de alguns países europeus como Alemanha, Dinamarca e Espanha, relatando-se também as normas do Brasil.

3.1.2 Limites de Tensão e Frequência

Dinamarca

Em instalações conectadas em nível de tensão superior a 100 kV, o tempo mínimo, que a planta eólico-elétrica deve permanecer conectada à rede é mostrado na Figura 3.1. Os níveis de tensão U_N (Tensão Nominal), U_{HF} (Limite Superior de Tensão a Plena Carga), U_H (Limite Superior de Tensão), U_{LF} (Limite Inferior de Tensão a Plena Carga) e U_L (Limite Inferior de Tensão) estão mostrados na Tabela 3.2 (ELTRA, 2004).

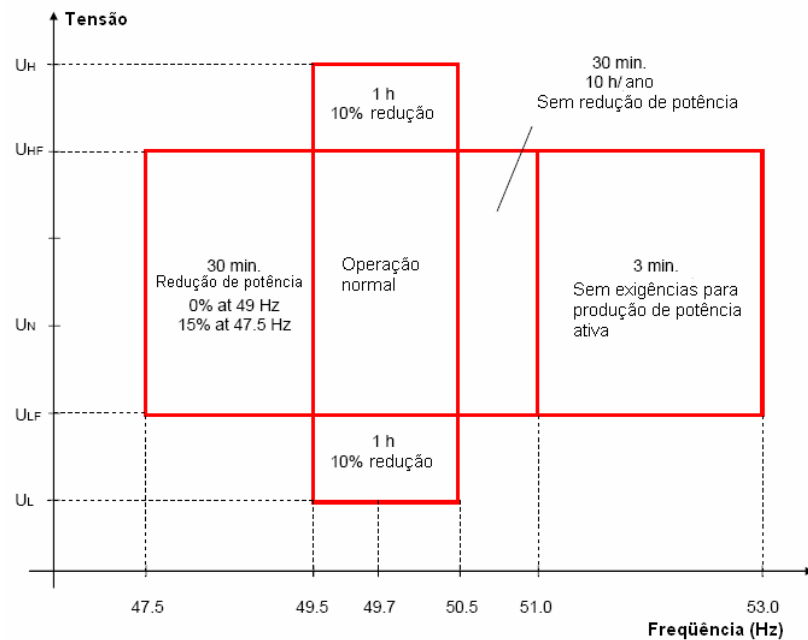


Figura 3.1- Faixa de operação de tensão em função da frequência para redes de transmissão na Dinamarca

Tabela 3.2 – Tensões na rede de transmissão da Dinamarca

TENSÃO NOMINAL U_N	LIMITE INFERIOR DE TENSÃO U_L	LIMITE INFERIOR DE TENSÃO A PLENA CARGA U_{LF}	LIMITE SUPERIOR DE TENSÃO A PLENA CARGA U_{HF}	LIMITE SUPERIOR DE TENSÃO U_H
400 kV	320 kV	360 kV	420 kV	440 kV
150 kV	135 kV	146 kV	170 kV	180 kV
132 kV	119 kV	125 kV	145 kV	155 kV

A faixa a plena carga indica a faixa de tensão em que o parque eólico poderá fornecer potência nominal

Alemanha

As exigências para as faixas de tensão e de frequência, o tempo mínimo para desligamento estão mostradas na Figura 3.2 para a rede de transmissão da Alemanha.

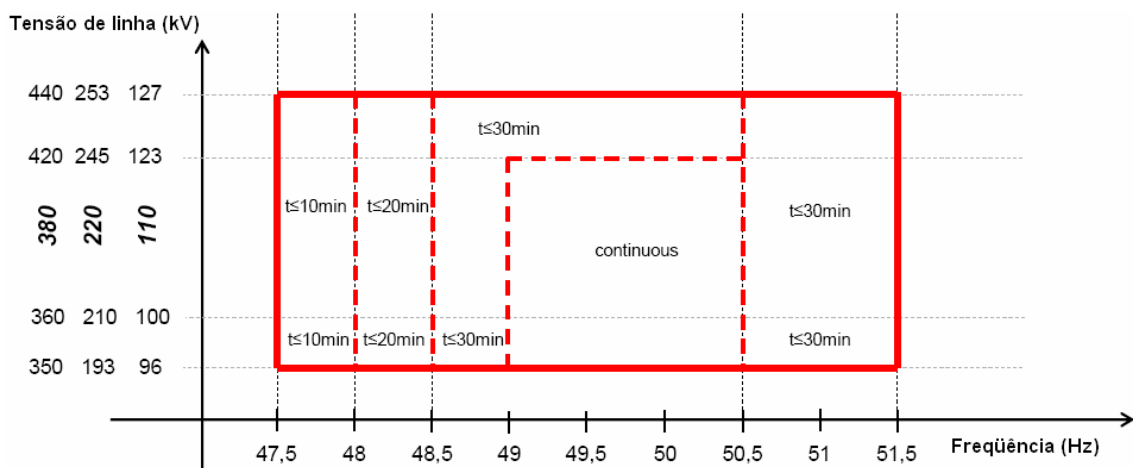


Figura 3.2 – Faixa de operação de tensão em função da frequência da Alemanha

Brasil

De acordo com o submódulo 3.6 do ONS, as principais exigências com relação aos valores de tensão são: operação entre 0,90 e 1,10 p.u. da tensão nominal sem atuação dos relés de subtensão e sobretensão temporizados, e operação entre 0,85 e 0,90 p.u da tensão nominal por até 5 segundos.

No caso da frequência os limites são: operação entre 56,5 e 63Hz sem atuação dos relés de subfrequência e sobrefrequência instantâneos; operação abaixo de 58,5Hz por até 10 segundos; operação entre 58,5 e 61,5Hz sem atuação dos relés de subfrequência e sobrefrequência temporizados e operação acima de 61,5Hz por até 10 segundos.

3.1.3 Controle da Potência Ativa

Dinamarca

É possível regular a potência de saída das turbinas eólicas conectadas à rede de transmissão e de distribuição em qualquer nível na faixa de 20 a 100% da potência nominal. O

gráfico da Figura 3.3 ilustra o controle da potência para condições especiais. No sistema de controle representado pela curva cheia, a potência é mantida constante para frequências abaixo da banda morta superior de frequência, podendo ser apenas reduzida em condição de aumento da frequência. A linha pontilhada representa o controle de frequência responsável por aumentar a produção devido a uma diminuição anterior da mesma.

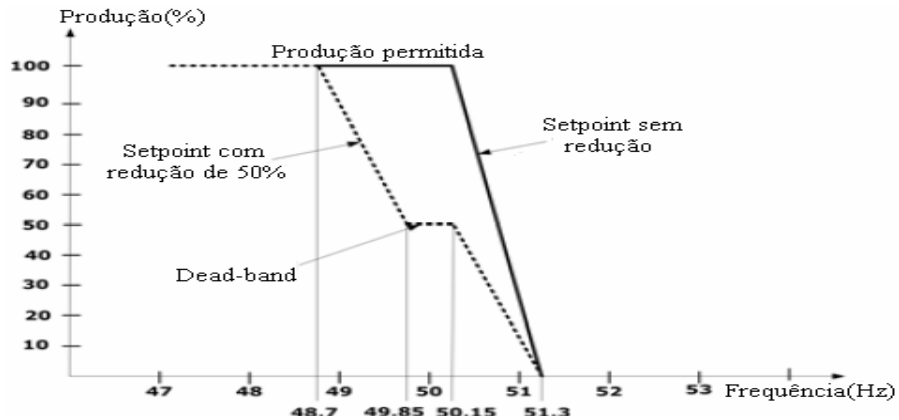


Figura 3.3 - Controle da potência de saída através da frequência na Dinamarca

Alemanha

As plantas de geração devem ser capazes de operar com uma potência reduzida e permitir variações constantes da potência nominal por minuto dentro da faixa de variação de potência permissível. Todas as plantas eólicas devem, quando a frequência for maior que 50,2 Hz, reduzir a potência ativa de operação com um gradiente de 40% da atual potência disponível, como ilustra a Figura 3.4. Quando a frequência retorna ao valor de 50,05 Hz a potência ativa injetada pode ser novamente aumentada.

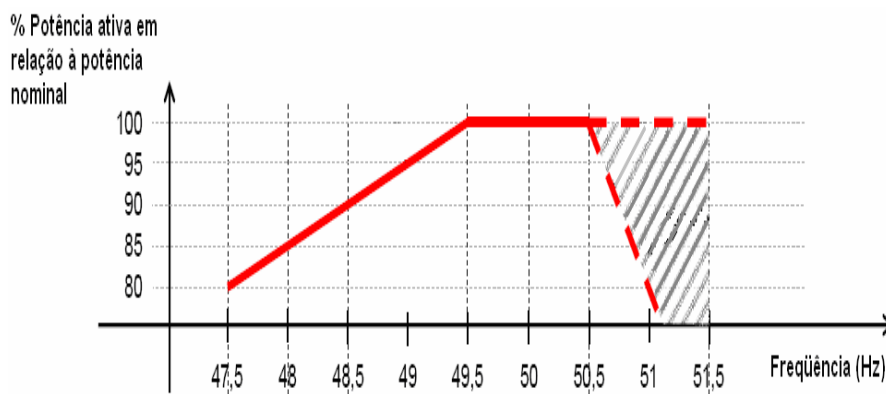


Figura 3.4 – Controle da potência de saída da frequência na Alemanha

Brasil

Segundo o submódulo 3.6 do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), para tensões que se encontrem entre 0,9 e 1,10 pu, para a central geradora eólica não será admitida redução na sua potência de saída, na faixa de frequências entre 58,5 e 60,0Hz. Para frequência na faixa entre 57 e 58,5Hz, é admitida redução na potência de saída de até 10%. Esses requisitos aplicam-se em condições de operação de regime permanente quase-estáticas onde os gradientes de frequência são menores que 0,5%/min e de tensão menores que 5%/min.

3.1.4 Controle da Corrente e Potência Reativa

Espanha

De acordo com (REE, 2005) o parque eólico deve fornecer no ponto de conexão do parque eólico com a rede elétrica, corrente reativa quando a subtensão for maior 0.85 p.u da tensão nominal do ponto de acoplamento. A corrente a ser injetada nesta situação deve ser de no mínimo o valor estipulado pela curva, podendo ser injetado 100% do valor.

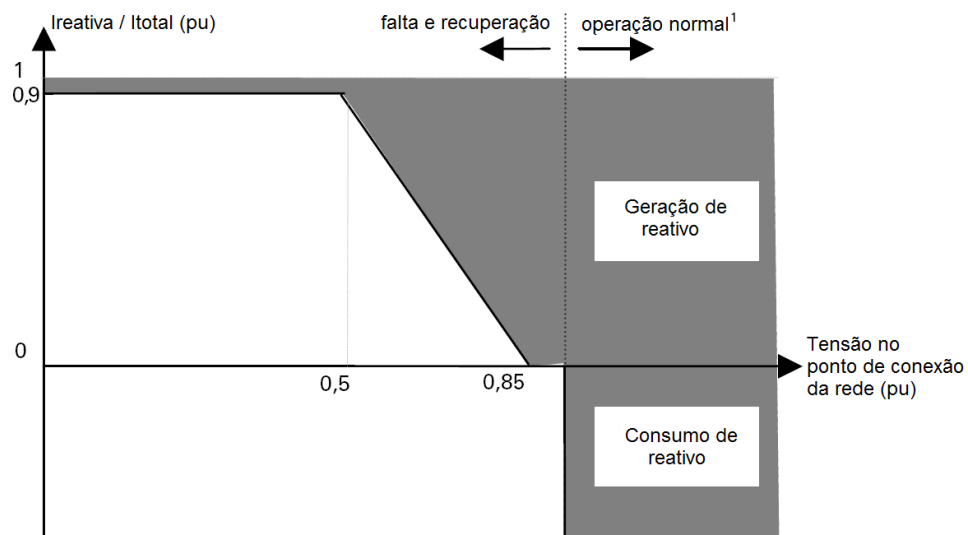


Figura 3.5 - Curva para o controle de corrente reativa da Espanha

Alemanha

Para a Alemanha há uma região, mostrada na Figura 3.6, que deve ser atendida para o controle do fator de potência em regime, mas a legislação também prevê que outros valores poderão ser determinados em função da necessidade do sistema elétrico e de suas especificidades.

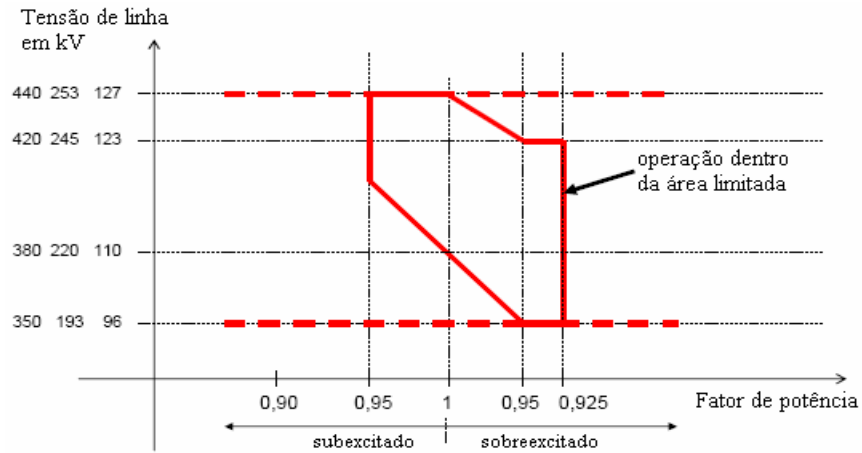


Figura 3.6 – Níveis de fator de potência na Alemanha

As plantas de geração eólica devem manter-se no sistema com uma compensação de reativo adicional durante o afundamento de tensão. Para realizar esta operação, o controle de tensão deve ser ativado conforme a Figura 3.7, no momento em que o afundamento de tensão for maior que 10% da tensão nominal do gerador. A ação de controle deve atuar 20ms após a identificação da falta, fornecendo corrente reativa no lado de baixa tensão do transformador do gerador de pelo menos 2% da corrente nominal para cada 1% de afundamento de tensão. A injeção de 100% de corrente reativa deverá ser possível também se necessária (EON, 2006).

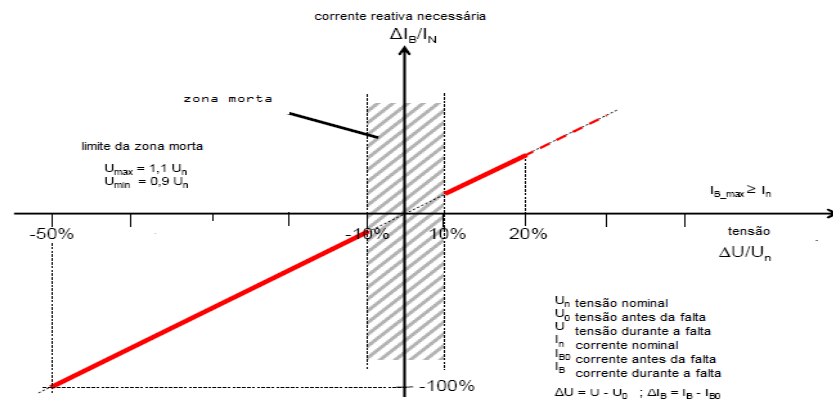


Figura 3.7 - Curva para o controle de potência reativa na Alemanha [3].

Brasil

No ponto de conexão, a central geradora eólica deve propiciar os recursos necessários para, em potência ativa nominal e quando solicitado pelo ONS, operar com fator de potência indutivo ou capacitivo dentro da faixa especificada de no mínimo 0,95 capacitivo e 0,95 indutivo (ONS,2008).

3.1.5 Suportabilidade a Faltas na Rede

Espanha

Durante afundamentos de tensão, os aerogeradores devem permanecer conectados ao parque eólico quando a tensão nos seus terminais estiver dentro da área cinza da Figura 3.8

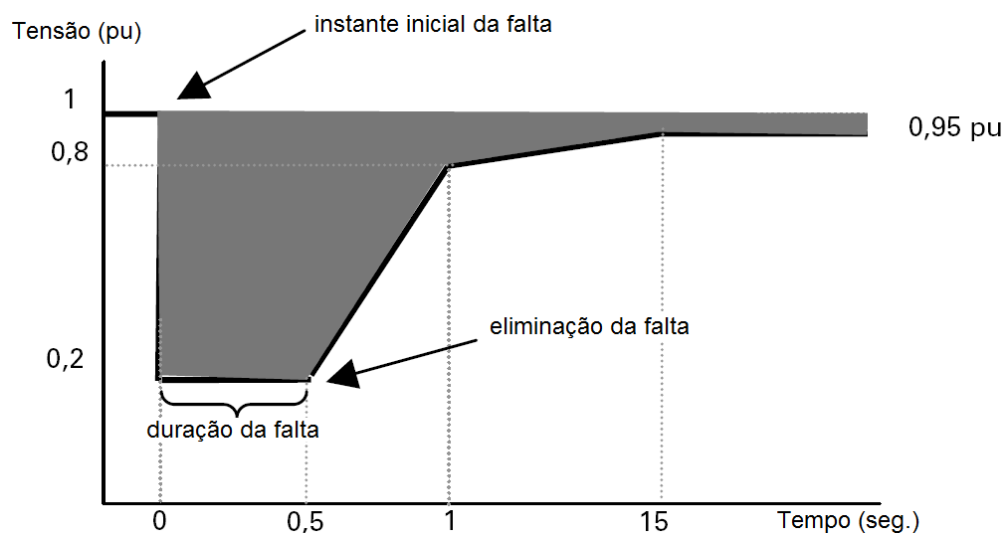


Figura 3.8 – Curva de Suportabilidade a faltas da Espanha

Alemanha

Plantas com aerogeradores interligados a rede devem permanecer conectadas à mesma de acordo com o gráfico da Figura 3.8.

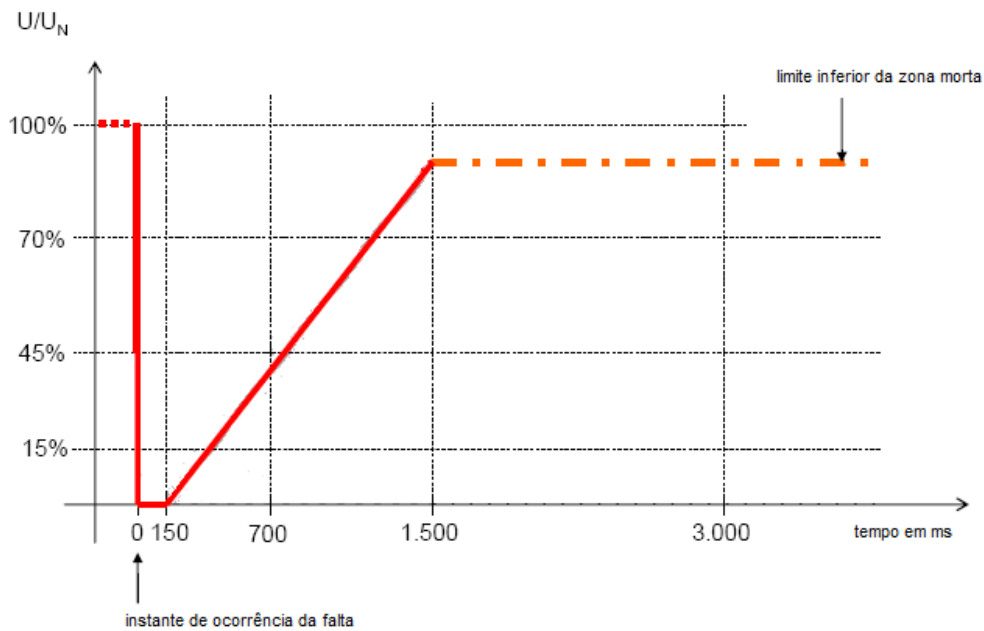


Figura 3.9 - Curva de suportabilidade a faltas da Alemanha

Os seguintes itens aplicam-se a área acima da linha limite:

a) Todos os aerogeradores devem experimentar a falta sem desconectar-se da rede. Se, devido ao conceito de conexão da rede, um dos geradores não puder manter-se conectado, é permitido, de acordo com o operador do sistema, deslocar a linha limite e ao mesmo tempo reduzir o tempo de resincronização do parque eólico, fornecendo o mínimo de reativo necessário durante o defeito.

b) Se durante o defeito, um dos geradores torna-se instável ou houver a atuação do sistema de proteção dentro da faixa limite, uma rápida desconexão do sistema de geração da rede é permitida pelo operador do sistema. Após a ocorrência da retirada da máquina, um processo de resincronização do parque eólico é executado após 2s e, durante este processo, o aumento de potência ativa deve ser em um gradiente de 10% da potência nominal por segundo.

Para as máquinas que não foram retiradas devido a instabilidade ou atuação da proteção, a potência ativa fornecida pelas mesmas deve imediatamente ser fornecidas ao sistema elétrico até o valor pré-falta a uma variação de 20% da potência nominal por segundo (EON, 2006).

Brasil

Caso haja afundamento de tensão em uma ou mais fases no ponto de conexão na rede básica da central de geração eólica, a central deve continuar operando se a tensão nos seus terminais permanecer acima da curva indicada na Figura 3.10 a seguir, dentro do limite dado pela área escura.

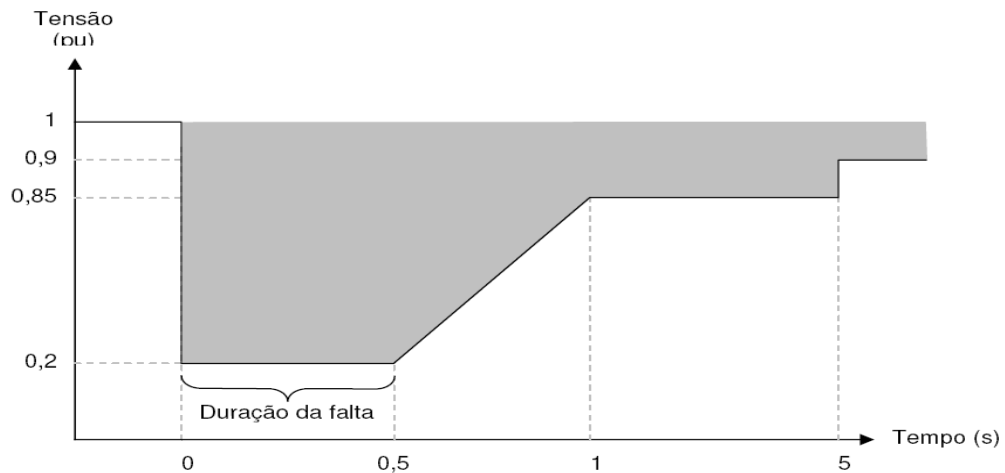


Figura 3.10 - Curva nos terminais do aerogerador no Brasil

3.2 CONCLUSÃO

Para que uma planta de geração eólica seja conectada à rede é necessário atender as diversas exigências técnicas, relatadas neste capítulo, visando à qualidade da energia fornecida e a segurança do sistema. Em países onde a penetração de sistemas eólicos é recente ou baixa, no caso do Brasil, percebe-se a ausência de regulamentações específicas. Em países com alto nível de penetração de parques eólicos as exigências para conexão são semelhantes às aquelas para as plantas convencionais de energia elétrica. Observa-se também que não existe uma padronização mundial para as normas de interligação. Cada país adota a sua norma, exigindo que os fabricantes de aerogeradores que sejam flexíveis em suas tecnologias para enquadrar-se nas normas de interligação de diversos países.

As curvas de injeção de corrente reativa mostradas nas Figuras 3.5 e 3.7 do presente capítulo, para o caso das normas da Espanha e Alemanha respectivamente, serão objeto de análise da presente tese. Como a diferença entre as mesmas é pequena, será adotada nas avaliações a seguir como curva de referência de injeção de reativos à curva da Alemanha.

No próximo capítulo será realizado a modelagem e controle do aerogerador do tipo síncrono com conversor pleno visando atender alguns itens de conexão expostos no presente capítulo.

CAPÍTULO 4

MODELAGEM DO AEROGERADOR DO TIPO SÍNCRONO

4.1 INTRODUÇÃO

Neste capítulo será abordada a modelagem do sistema de conversão eólico-elétrico com gerador do tipo síncrono com rotor a imã permanente e conversor pleno, apresentando-se as diversas equações que representam os dispositivos envolvidos no processo de conversão.

Inicialmente é apresentada uma descrição geral do sistema a partir do diagrama de blocos para facilitar o entendimento geral da máquina. Posteriormente, cada item será detalhado na seguinte ordem: turbina, gerador e conversor.

Ao término do capítulo são apresentados alguns comentários sobre a representação de parques eólicos em modelos agregados de turbinas eólicas.

4.2 DIAGRAMA DE BLOCOS DO SISTEMA

O diagrama de blocos da Figura 4.1 mostra os diversos componentes que fazem parte do tipo de aerogerador utilizado no trabalho.

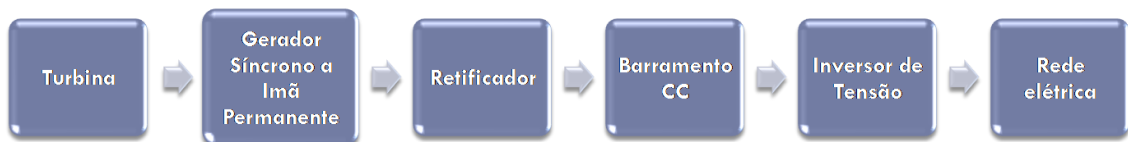


Figura 4.1 – Diagrama de blocos do sistema

A energia dos ventos captada pelas pás da turbina eólica é transformada em energia cinética, movimentando o rotor do gerador a partir de acoplamento direto, sem caixa de engrenagens. Em alguns tipos de tecnologias de aerogerador síncrono pode-se utilizar caixas de engrenagem a fim de reduzir o número de pólos do gerador e consequentemente o tamanho do conjunto, este conjunto é comum nas máquinas assíncronas (SLOOTWEG *et al.* 2003).

A energia elétrica proveniente do gerador é fornecida ao primeiro conversor que tem a função de retificar o sinal de tensão alternado, fornecido pela máquina, armazenando energia

no capacitor de acoplamento intermediário. Basicamente, este conversor pode ser do tipo fonte de corrente a diodo ou fonte de tensão com IGBT. A primeira solução é mais viável do ponto de vista econômico e tem sido utilizada por grandes fabricantes deste tipo de tecnologia, sendo, portanto adotada no trabalho.

O barramento de corrente contínua é interligado ao segundo conversor do tipo inversor do tipo fonte de tensão utilizando chaves estáticas do tipo IGBT. Devido ao chaveamento por Modulação por Largura de Pulsos (“*Pulse Width Modulation*” – PWM) utilizada por este conversor para sintetizar a forma de onda de tensão, a corrente de saída possuirá conteúdo harmônico que dependerá da frequência de chaveamento adotada e da quantidade de carregamento do conversor. Em função disso, um filtro é dimensionado após o inversor a fim de reduzir o conteúdo harmônico de frequências indesejáveis.

Após o filtro, cada turbina utiliza um transformador para realizar o acoplamento em tensões mais elevadas de distribuição de energia dentro do arranjo do parque eólico.

4.3 MODELO DINÂMICO DA TURBINA EÓLICA

A potência mecânica em Watts da turbina eólica é calculada pela seguinte expressão, função do coeficiente de potência e da área do rotor da turbina (WALKER & JENKINS, 1997):

$$P_m = \frac{1}{2} \rho C_p A U_w^3 \quad (4.1)$$

Sendo:

A – área do rotor da turbina;

U_w - velocidade média do vento (m/s);

ρ - massa específica do ar (kg m^3);

C_p - coeficiente de potência.

O coeficiente de potência, C_p , fornece uma indicação da eficiência da turbina eólica em captar a energia do vento e convertê-la em energia mecânica entregue ao eixo. Depende de

dois fatores, λ e β , sendo o primeiro denominado de “*tip speed ratio*” que representa a razão entre a velocidade da ponta da pá e a velocidade do vento, dada pela equação (4.2) a seguir:

$$\lambda = \frac{r_t \omega_t}{U_w} \quad (4.2)$$

Onde, r_t é o raio da turbina eólica em (metros), e ω_t é a velocidade de rotação do eixo da turbina eólica em (rad-mec/s).

O parâmetro β é denominado de ângulo de “*pitch*” (passo) ou ângulo de orientação das pás, em graus. O controle do ângulo de passo é aplicado em aerogeradores de velocidade variável para captar a máxima potência do vento, sendo também utilizado para proteger a turbina quando ocorrem elevadas velocidades de vento.

Com base nas definições acima, a potência mecânica em (Watts) pode ser reescrita como:

$$P_m = \frac{1}{2} \rho C_p(\lambda, \beta) A U_w^3 \quad (4.3)$$

Na maioria dos casos a relação $C_p(\lambda, \beta)$ é estipulada aproximadamente por uma equação matemática definida a partir de dados experimentais que são obtidos dos fabricantes. A aproximação matemática utilizada em (SLOOTWEG et al, 2003) representada pelas equações (4.4) e (4.5) a seguir foi comparada à curva proposta de $C_p(\lambda, \beta)$ com curvas características referentes as duas turbinas comerciais. As diferenças entre elas são bastante pequenas podendo ser desprezadas em simulações dinâmicas, conforme descreve o autor:

$$C_p(\lambda, \beta) = 0.22 \left(\frac{116}{\lambda_i} - 0.4\beta - 5 \right) e^{-\left(\frac{12.5}{\lambda_i}\right)} \quad (4.4)$$

$$\lambda_i = \frac{1}{\frac{1}{\lambda + 0.08\beta} - \frac{0.035}{\beta^3 + 1}} \quad (4.5)$$

As equações (4.4) e (4.5) fornecem um conjunto de curvas de C_p - λ para valores distintos de β , em graus, como se verifica na Figura 4.2

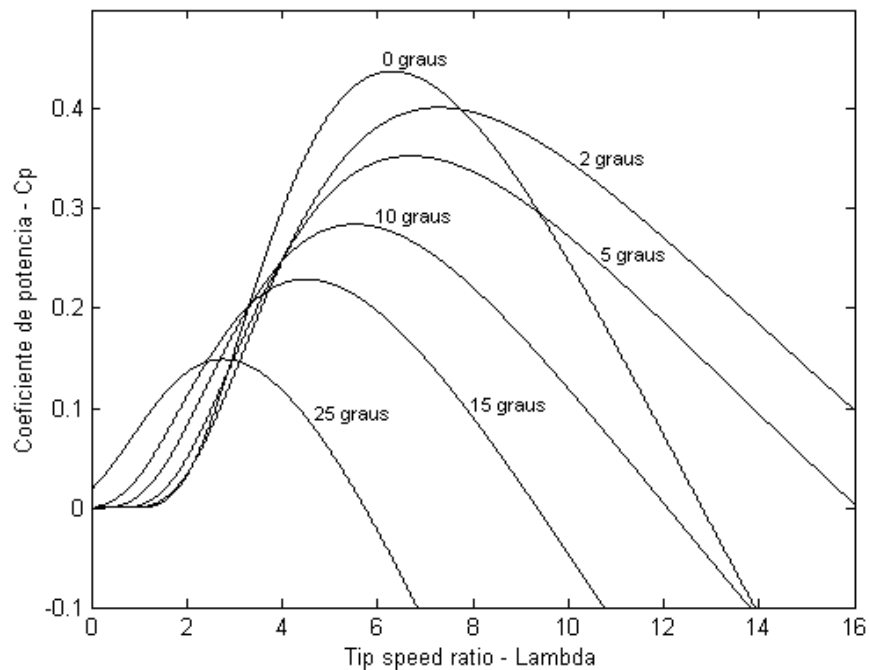


Figura 4.2 - Coeficiente de potência, C_p , como função da taxa de velocidade na ponta da pá (*tip speed ratio*), λ , e do ângulo de *pitch*, β (ALMEIDA, 2006).

O torque mecânico pode ser expresso, em N/m, de acordo com as equações expostas anteriormente como:

$$T_m = \frac{P_m}{\omega_t} = \frac{1}{2} \rho \frac{C_p(\lambda, \beta)}{\lambda} \pi R_a^3 V^2 \quad (4.6)$$

Sendo ω_t , a velocidade angular do rotor eólico em (rad-mec/s), e R_a , o raio do rotor (m).

4.3.1 Representação do Sistema do Eixo Mecânico

Basicamente, existem duas abordagens para modelar o eixo mecânico entre o gerador e a turbina em estudos de estabilidade transitória: massa global (única) “*lumped mass*” ou pelo modelo de duas massas “*two mass*” (SLOOTWEG, 2003). Em aerogeradores de velocidade variável, controlados por conversores eletrônicos, como no caso do DFIG e do PMSG, o modelo de massa única é mais apropriado porque o comportamento do eixo da turbina é pouco refletido para a rede elétrica, devido ao desacoplamento proporcionado pelos conversores, enquanto para aerogeradores de velocidade fixa, como os aerogeradores de indução convencionais, o modelo de duas massas do sistema de eixo mecânico possui melhor

representação do sistema em estudos de estabilidade (NUNES 2003). A Figura 4.3 mostra uma representação simplificada do sistema de duas massa.

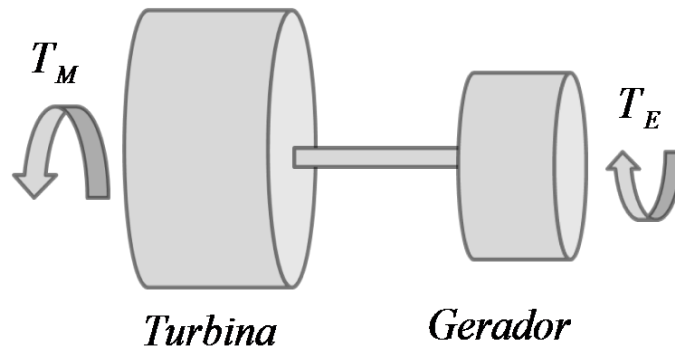


Figura 4.3 – Modelo de massa única

A equação (4.7) modela o conjunto turbina/gerador como uma única massa referente ao conjunto eletromecânico.

$$\frac{d\bar{\omega}_r}{dt} = \frac{1}{2H} (\bar{T}_m - \bar{T}_e - \bar{D}\bar{\omega}_r) \quad (4.7)$$

Onde \bar{T}_m é o torque mecânico produzido pela turbina eólica, \bar{T}_e é o torque eletromagnético, \bar{D} é o coeficiente de amortecimento e H é a constante de inércia total do conjunto eletromecânico ($H_t + H_g$) em segundos

4.4 REPRESENTAÇÃO DO GERADOR DE SÍNCRONO A IMÃ PERMANENTE EM ESTUDOS DE ESTABILIDADE TRANSITÓRIA

Para a representação do gerador síncrono a imã permanente em estudos de estabilidade transitória de sistemas de potência, as grandezas da máquina foram referidas ao longo do eixo de referência síncrono $d-q$, baseado na Transformada de Park, representando as componentes segundo os eixos de referência $d-q$ que giram à velocidade síncrona, estando o eixo “ q ” adiantado 90° em relação ao eixo “ d ”, conforme Figura 4.4. Além disso, assume-se que os transistórios do estator e os enrolamentos amortecedores são desprezados do modelo, devido ao desacoplamento existente entre a máquina e a rede elétrica efetuado pelos conversores eletrônicos.

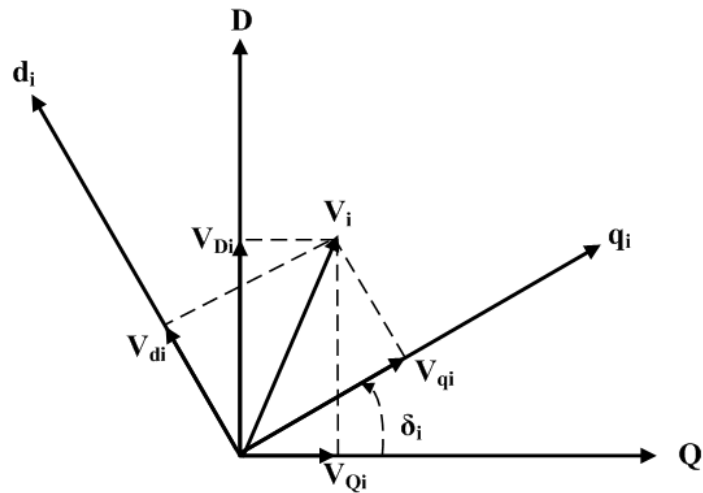


Figura 4.4 - Transformação do sistema de referência da máquina para o sistema de referência da rede elétrica.

A partir desses pressupostos, o conjunto das equações resultantes para o estator da máquina síncrona com rotor a imã permanente são as seguintes, conforme referido em (NASCIMENTO, 2006):

$$v_{ds} = -R_s i_{ds} - \omega_s \lambda_{qs} \quad (4.8)$$

$$v_{qs} = -R_s i_{qs} + \omega_s \lambda_{ds} + \omega_s \psi \quad (4.9)$$

Onde v representa a tensão em Volt (V), R a resistência em Ohm (Ω), i a corrente em Ampère (A), ω_s a velocidade angular elétrica do estator em rad-elet./s, λ o fluxo de dispersão em Wb.voltas e ψ é o fluxo magnético produzido pelo imã. Os índices “d” e “q” nas variáveis denotam o eixo direto e o eixo em quadratura e o índice “s” denota a grandeza do estator.

Os fluxos de dispersão presentes nas equações (4.8) e (4.9) são definidos como:

$$\lambda_{ds} = L_d i_{ds} + \psi \quad (4.10)$$

$$\lambda_{qs} = L_q i_{qs} \quad (4.11)$$

Onde L_d e L_q representam as auto-indutâncias dos enrolamentos do estator, L_{ad} e L_{aq} as indutâncias mútua de magnetização entre os enrolamentos do estator e do rotor nos eixos d e q, ambas em Henry (H). Sendo:

$$Ld = L_l + L_{ad} \quad (4.12)$$

$$L_q = L_l + L_{aq} \quad (4.13)$$

Sendo L_l a indutância de dispersão do estator, respectivamente.

Adotando-se os valores base conforme definido em KUNDUR, (1994) e a notação “-” para designar os termos em p.u., as equações de (4.8) a (4.9), são então reescritas na forma:

$$\bar{v}_{ds} = -\bar{R}_s \bar{i}_{ds} - \bar{\omega}_s \bar{\lambda}_{qs} \quad (4.14)$$

$$\bar{v}_{qs} = -\bar{R}_s \bar{i}_{qs} + \bar{\omega}_s \bar{\lambda}_{ds} + \bar{\omega}_s \bar{\psi} \quad (4.15)$$

Similarmente, as equações dos fluxos de dispersão definidas de (4.10) à (4.11), ao serem divididas por $\lambda_{s_{base}} = L_{s_{base}} i_{s_{base}}$ são reescritas em p.u. como

$$\bar{\lambda}_{ds} = \bar{L}_d \bar{i}_{ds} + \bar{\psi} \quad (4.16)$$

$$\bar{\lambda}_{qs} = \bar{L}_q \bar{i}_{qs} \quad (4.17)$$

Para a representação do gerador síncrono com rotor a imã permanente em estudos de estabilidade transitória, utiliza-se geralmente as equações baseadas no modelo da tensão atrás de uma reatância transitória descritas em (ARRILAGA *et al.* 1994).

$$\bar{v}_{ds} = -\bar{R}_s \bar{i}_{ds} + \bar{X}_q \bar{i}'_{qs} \quad (4.18)$$

$$\bar{v}_{qs} = -\bar{R}_s \bar{i}_{qs} - \bar{X}_d \bar{i}'_{ds} + \bar{e}'_q \quad (4.19)$$

$$\bar{e}'_q = \frac{1}{T'_{d0}} \left[\bar{E}_f + (\bar{X}_d - \bar{X}'_d) \bar{i}'_{ds} \right] \quad (4.20)$$

As equações de potências ativas e reativas do estator e o torque elétrico podem ser calculadas usando as seguintes expressões de (4.21) à (4.23), respectivamente (KUNDUR, 1994).

$$\bar{P}_s = \bar{T}_e \bar{\omega}_r = \text{Re} \left\{ \bar{v}_s \bar{i}_s^* \right\} = \bar{v}_{ds} \bar{i}_{ds} + \bar{v}_{qs} \bar{i}_{qs} \quad (4.21)$$

$$\bar{Q}_s = \text{Im} \left\{ \bar{v}_s \bar{i}_s^* \right\} = \bar{v}_{qs} \bar{i}_{ds} - \bar{v}_{ds} \bar{i}_{qs} \quad (4.22)$$

$$\bar{T}_e = \bar{e}'_d \bar{i}_{ds} + \bar{e}'_q \bar{i}_{qs} \quad (4.23)$$

4.5 MODELO DOS CONVERSORES ELETRÔNICOS

A Figura 4.5 mostra as duas tecnologias de conversores utilizadas na conexão de geradores síncronos a imã permanente na rede elétrica.

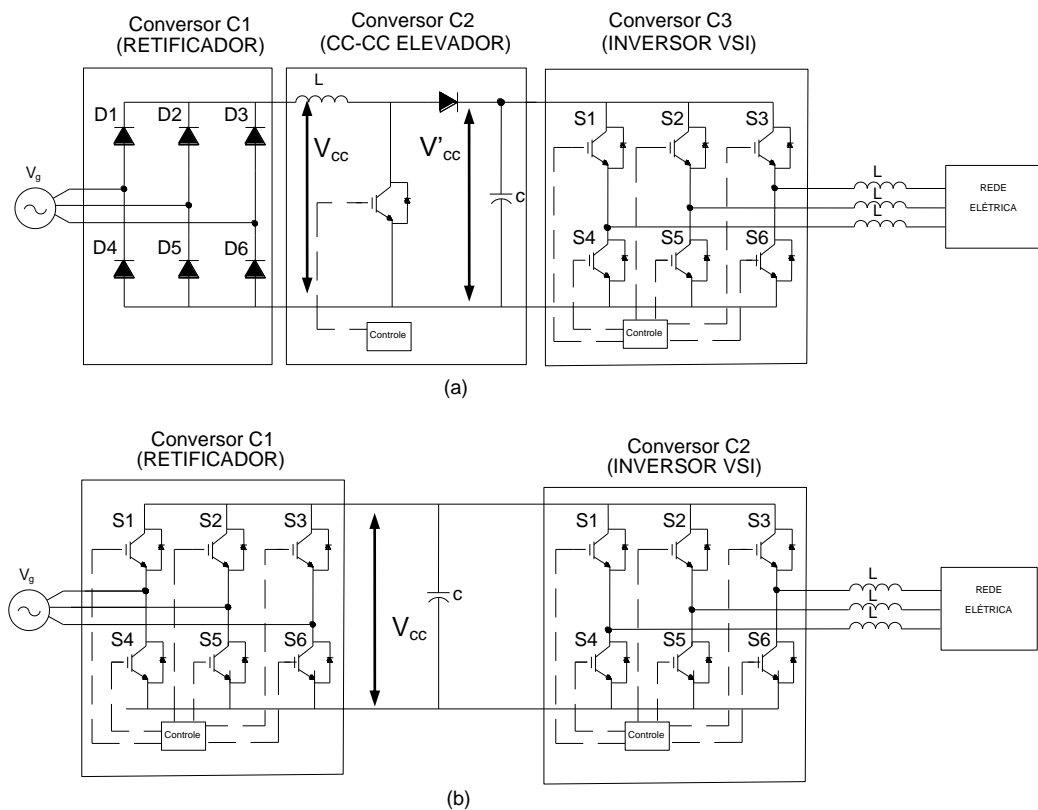


Figura 4.5 - Tipos de conversores utilizados no aerogerador síncrono (a) retificador a diodo (b) retificador com IGBT

Em simulações detalhadas do funcionamento dos conversores são utilizados modelos de chaves e circuitos amaciadores (“*snubber*”) para cada dispositivo eletrônico chaveado como diodos e IGBTs. Uma representação a este nível requer um grande número de variáveis de estado e um passo de integração nas simulações muito pequeno, fazendo com que o tempo de

simulação seja bastante elevado. A simplificação adotada nos modelos dos conversores é utilizar um modelo na frequência fundamental como fontes de tensão e corrente controladas. Esta técnica é bastante utilizada em estudos de estabilidade transitória com aerogeradores de velocidade variável e será adotada no presente trabalho.

Para o circuito retificador a diodo, denominado de conversor C1 na Figura 4.5(a), a tensão V_{cc} , após a ponte retificadora em função da tensão de linha $V_{g_{rms}}$ dos terminais da máquina, é dada pela equação (4.24).

$$V_{cc} = \frac{3\sqrt{2}}{\pi} V_g \quad (4.24)$$

O conversor C2, na mesma figura do tipo CC-CC elevador (“boost”), que controla a tensão no barramento intermediário do conversor da Figura 4.5(a) é modelado pelas equações (4.25) e (4.26), que relacionam as correntes de entrada e saída deste conversor com o índice de modulação m , assumindo um conversor ideal, sem perdas.

$$V_{cc}' = m V_{cc} \quad (4.25)$$

$$V_{cc}' \cdot I_{cc}' = V_{cc} \cdot I_{cc} \quad (4.26)$$

Dado que o conversor C₃ da Figura 4.5(a) assim como o conversor C2 da Figura 4.5(b) são inversores do tipo fonte de tensão com modulação do tipo PWM, a tensão CA da rede está relacionada com a tensão contínua V_{cc} pela expressão (4.27) a seguir.

$$V' = \frac{\sqrt{3}mV_{cc}}{2\sqrt{2}} \quad (4.27)$$

A equação (4.27) é válida para valores do índice de modulação m entre 0 e 1. Para valores acima de 1, o conversor começa a saturar e aumentar o nível de harmônicos de baixa ordem no sistema elétrico.

Para o retificador PWM C1 da Figura 4.5(b) a equação (4.28) a seguir é válida.

$$V_{cc} = \frac{2\sqrt{2}}{\sqrt{3m}} \cdot V' \quad (4.28)$$

4.6 MODELOS AGREGADOS SIMPLIFICADOS DE PARQUES EÓLICOS

A maneira mais simples de agregar turbinas eólicas de velocidade variável é a partir da representação de uma única turbina equivalente, representando todo o parque eólico. Isto significa que as máquinas elétricas e os conversores têm suas potências escalonadas para uma máquina equivalente com potência igual ao número de máquinas vezes a potência individual de cada turbina. Outro método para obter modelos agregados para parques eólicos com turbinas de velocidade variável envolve a representação de cada turbina utilizando um modelo bastante simplificado do aerogerador (CONROY *et al.* 2009).

Em comparação com as turbinas de velocidade fixa, onde as diferenças de velocidades são muito pequenas, as turbinas de velocidade variável estão constantemente buscando a velocidade ótima de operação para extrair a máxima potência de operação, a partir do controle das pás das turbinas, descritas no Capítulo 5. Em simulações que envolvam flutuações de potência do parque eólico durante a operação contínua, não é correto considerar um modelo agregado de um único gerador para representar todo o parque eólico. Contudo, em estudos de estabilidade transitória, o tempo de simulação é pequeno e a velocidade de rotação de cada turbina eólica é considerada constante durante os defeitos, não variando a potência entregue pela turbina eólica. Isto permite que a utilização de modelos mais simplificados seja suficiente para a realização de estudos de grandes parques eólicos. Nesta tese, é adotado o modelo simplificado do aerogerador síncrono com conversor pleno, de acordo com a Figura 4.6, onde, devido ao desacoplamento existente entre o gerador e a rede efetuado pelo controle do conversor CC-CC e de acordo com o que foi exposto acima, despreza-se neste caso o modelo do gerador, o eixo mecânico e o conversor interligado ao gerador conforme citado em CONROY *et al.* (2009) e POLLER *et al.* (2003). O gerador durante as análises é visto como uma fonte de potência constante representado como uma fonte de corrente no barramento CC.

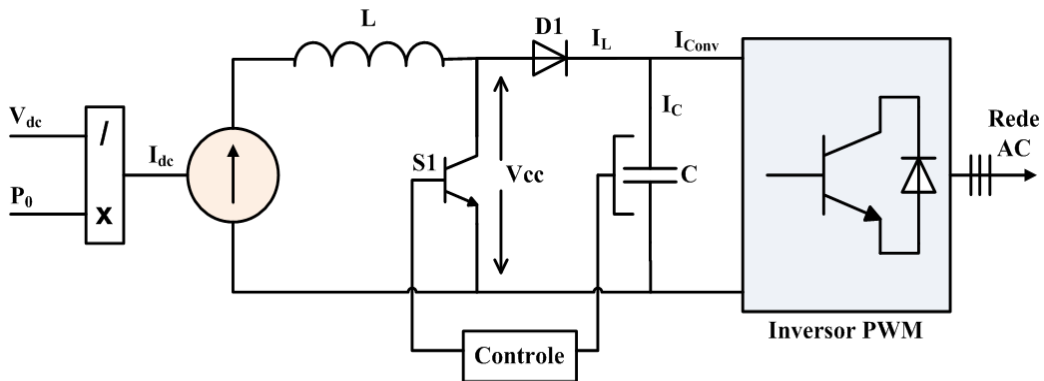


Figura 4.6 - Estrutura do modelo agregado simplificado

4.7 CONCLUSÃO

Neste capítulo foram descritas as equações que permitem representar os aerogeradores síncronos com rotor a imã permanente, para estudos de estabilidade transitória de sistemas de potência.

Inicialmente, o sistema do eixo mecânico do aerogerador foi descrito pelo modelo de massa global. Em seguida, os modelos de ordem reduzida do gerador síncrono a imã permanente, desconsiderando os transitórios do estator e enrolamentos amortecedores, foram apresentados.

Os conversores dos dois tipos de tecnologias utilizados com retificador a diodo e retificador PWM, ligados a máquina como os inversores do tipo fonte de tensão ligados a rede, foram modelados como fontes de tensão na frequência fundamental. Por fim, foi apresentado o modelo simplificado do aerogerador utilizado nas simulações e na estratégia de controle descrita no próximo capítulo.

CAPÍTULO 5

CONTROLE DE AEROGERADORES SÍNCRONOS

5.1 INTRODUÇÃO

No capítulo anterior foram apresentados os modelos dos diversos itens que compõem o aerogerador síncrono com rotor a imã permanente a partir das equações que descrevem o comportamento dinâmico de tais equipamentos. No presente capítulo, são apresentadas as estratégias de controle dos conversores utilizados no aerogerador síncrono, visando sobretudo explorar a capacidade do aerogerador de controlar a potência ativa, potência reativa e tensão terminal, respondendo as eventuais perturbações que possam ocorrer nas redes elétricas, conforme as solicitações das normas de interligação de parques eólicos em redes elétricas, apresentadas no Capítulo 2.

Inicialmente, é apresentada uma descrição geral das malhas de controle envolvidas no processo e em seguida cada malha é detalhada, sendo apresentada inicialmente a malha de controle do conversor *chopper* para a tensão do barramento CC e posteriormente o controle vetorial do conversor do tipo VSI que é interligado à rede elétrica.

Ao término do capítulo, é apresentado a malha de controle de potência reativa, baseada na curva de solicitação de potência reativa adotada no trabalho.

5.2 ESTRATÉGIAS DE CONTROLE

O tipo de tecnologia utilizada neste trabalho, conforme citado no Capítulo 3, possui para os aerogeradores síncronos a imã permanente um esquema de conversores em cascata tendo como um primeiro estágio um retificador a diodo, posteriormente um conversor CC-CC (*chopper*) do tipo elevador (*boost*) e por último, um inversor do tipo fonte de tensão com controle vetorial. A Figura 5.1 mostra um diagrama de blocos simplificado das malhas de controle principais do *chopper* e do inversor. As malhas de controle do sistema mecânico da turbina como o controle de passo, não será detalhada nesta tese, uma vez que o interesse do estudo principal é a análise da permanência da máquina no sistema elétrico em função de afundamentos de tensão em redes elétricas, provocadas por curto-circuitos de curta duração.

Para fenômenos de longa duração, a atuação dos controles mecânicos deve ser detalhada, pois os mesmos impedem que a máquina saia de operação do sistema.

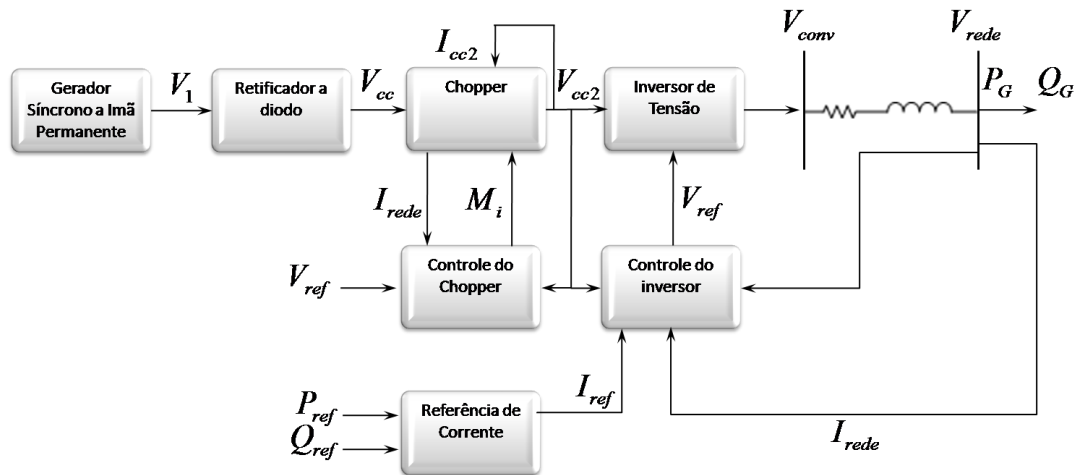


Figura 5.1 – Esquema de Controle utilizado para aerogerador síncrono

O circuito *chopper* recebe uma tensão contínua não regulada do retificador a diodo. Sua função principal é regular a tensão contínua de saída para que o inversor possa basicamente sintetizar, a partir da modulação PWM, uma tensão com componente fundamental de amplitude e frequência de acordo com as características do sistema elétrico interligado. A atuação deste controle durante um curto-circuito na rede elétrica é também importante devido ao desequilíbrio de potência fornecido pelo gerador, e a potência reduzida entregue a rede pelos conversores nesta circunstância. Haverá assim um fluxo de potência para o capacitor provocando um aumento da tensão no mesmo podendo atuar a proteção de sobretensão deste circuito, retirando a máquina de serviço, o que atualmente, dentro de certos limites de tensão e duração de curto-circuito, é inaceitável. Alguns autores (WATSON *et al.* 2009; RANGEL *et al.* 2006) utilizam além do *chopper* um resistor no circuito CC com a finalidade de dissipar a potência fornecida pelo gerador ao barramento CC nesta circunstância evitando-se a sobretensão no circuito.

A malha de controle do inversor tem como referência a parcela de potência ativa e reativa que o conversor deve injetar no sistema elétrico. Anteriormente, os aerogeradores trabalhavam com fator de potência unitário, não atuando na melhoria do perfil de tensão do sistema elétrico quer em situação normal ou de defeito. Hoje em dia, devido ao aumento significativo da produção de energia eólica ou ainda devido a mesma ser vital em sistemas de geração interligados à redes fracas como pode ocorrer nos sistemas de geração distribuída, surge a necessidade que estas máquinas também participem de uma rápida restauração do sistema, após situações de defeito. Além do que um elevado afundamento de tensão no lado

CA pode provocar também a atuação da proteção por subtensão do conversor retirando o aerogerador do sistema.

5.3 MALHAS DE CONTROLE DA TENSÃO DO “LINK” CC

Conforme previamente mencionado, o controle da tensão CC é realizado por um conversor CC-CC tipo *chopper-boost*, mostrado na Figura 5.2. Este conversor funciona através do controle do disparo e do corte da chave S1. Quando esta chave é fechada, ocorre o aumento da corrente I_L causando o armazenamento de energia no indutor. Com a abertura da chave, a corrente fluirá pelo diodo D1 carregando o capacitor C. Este chaveamento é feito em alta frequência, da ordem de kHz, e através da alteração da relação entre o tempo de condução e o período de chaveamento consegue-se controlar o valor médio da corrente I_L , e por sua vez, a tensão no capacitor (MOHAN *et al.* 2002).

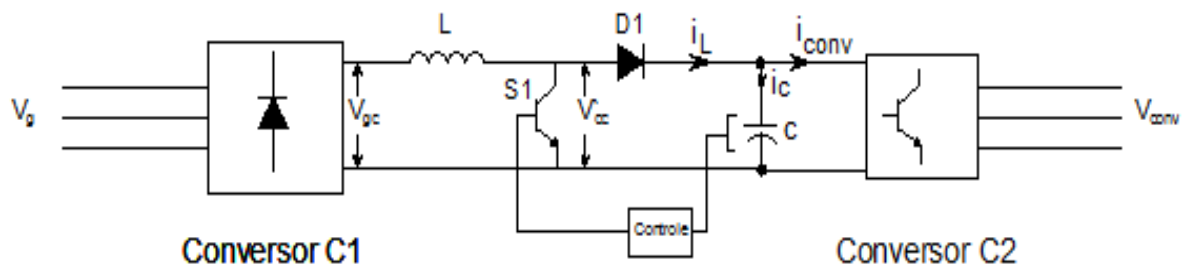


Figura 5.2 – Conversor CC-CC do tipo elevador

Na Figura 5.2, a corrente que circula pelo indutor, i_L , é regulada a partir da chave eletrônica que controla a tensão V_{CC} na extremidade do *chopper*. A partir da Lei Kirchoff das correntes, pode-se concluir que:

$$i_C = i_L - i_{conv} \quad (5.1)$$

Onde i_C é a corrente no capacitor e i_{conv} corresponde a corrente contínua na entrada do conversor C2. Assim, a tensão CC relativa ao condensador para uma dada capacitância C é definida da equação (5.2).

$$\frac{dV_{CC}}{dt} = \frac{1}{C}(i_L - i_{conv}) \quad (5.2)$$

Com base na Figura 5.2 e na equação (5.2), a malha de controle da tensão CC é definida como mostra a Figura 5.3.

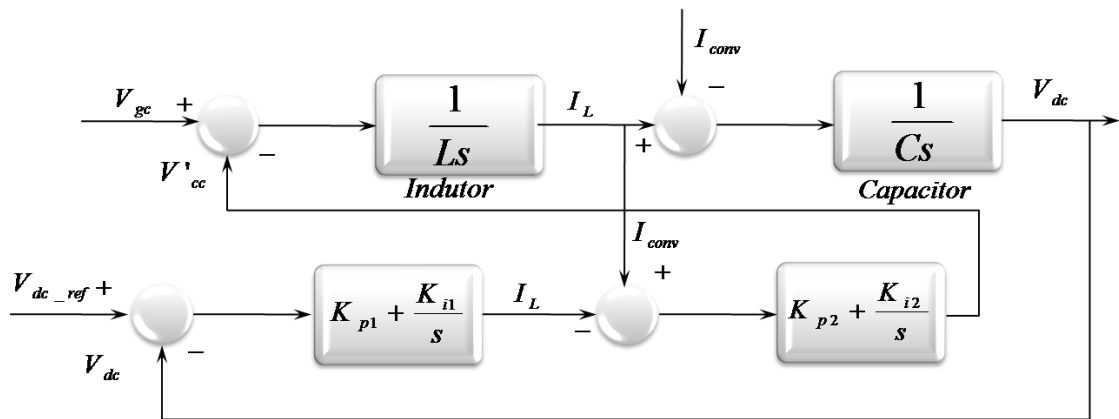


Figura 5.3 – Malha de controle do conversor CC-CC do tipo elevador

Onde, \bar{k}_{p1} , \bar{k}_{p2} e \bar{k}_{i1} , \bar{k}_{i2} são os ganhos proporcionais e integrais das malhas de controle da tensão CC, respectivamente definidos no anexo A desta tese sendo calculado pelo método de alocação de pólos.

A partir da tensão do “link” CC, obtida na equação (5.2), pode-se definir a capacitância do mesmo. Como mostrado em MORREN, (2006), o capacitor pode ser calculado pela seguinte expressão:

$$C_{cc,\min} = \frac{P_{conv}}{v_{cc} \Delta v_{cc}} \cdot \left(\frac{1}{2f_{chav}} \right) \quad (5.3)$$

Onde:

C_{cc} - é a capacitância do “link” CC em (μ F);

f_{chav} - é a frequência de chaveamento dos conversores em (Hz);

v_{cc} - é a tensão do “link” CC em (Volt);

Δv_{cc} - é a máxima de variação de tensão do “link” CC permitida em (Volt).

5.4 CONTROLE DO CONVERSOR INTERLIGADO A REDE

Diversas técnicas de controle podem ser exploradas especificamente para o conversor C_2 . Uma dessas técnicas consiste em controlar a tensão do barramento CC, a partir deste conversor, em que procura-se regular o balanço de potência ativa entre a ponte retificadora e o inversor. Contudo, esta técnica limita o inversor de injetar quantidades de corrente reativa durante o curto-circuito, como é requerido atualmente pelas normas de interligação de parques eólicos pelo ponto de acoplamento. A alternativa utilizada no presente trabalho permite (ALMEIDA, 2008) que o conversor C_2 injete elevadas quantidades de corrente reativa durante quedas de tensão, a partir de um controle da tensão CC pelo uso de um conversor CC-CC tipo *chopper-boost*, tal que o conversor C_2 seja direccionado para controlar a corrente ativa e reativa injetadas à rede. Os valores dessas correntes seriam portanto definidos com base nas potências ativa e reativa produzidas pelo gerador elétrico.

Para se definir a técnica de controle aplicada ao conversor C_2 ligado à rede, assume-se o seguinte esquema ilustrado na Figura 5.4, onde a tensão denominada de V_{conv} representa a tensão na saída do conversor e V_{rede} a tensão no ponto de conexão da rede elétrica.

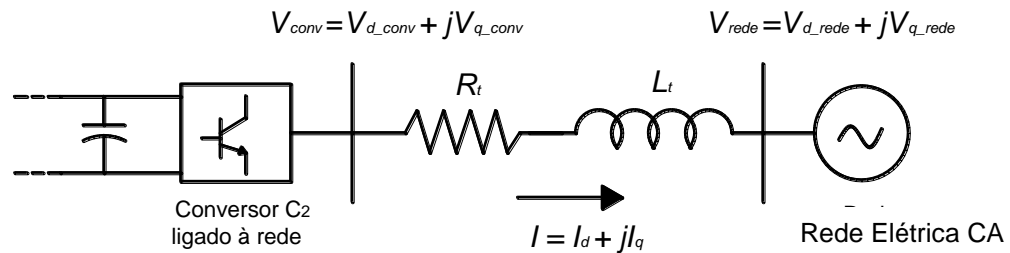


Figura 5.4 – Esquema do conversor ligado à rede elétrica

A partir da Figura 5.4, as equações diferenciais definidas em coordenadas $d-q$ que descrevem a ligação do conversor à rede elétrica, assumindo que entre ambos existe um transformador e um filtro, são definidas como:

$$V_{q_rede} = R_t i_q + L_t \frac{di_q}{dt} + V_{q_conv} - \omega L_t i_d \quad (5.4)$$

$$V_{d_rede} = R_t i_d + L_t \frac{di_d}{dt} + V_{d_conv} + \omega L_t i_q \quad (5.5)$$

Onde R_t e L_t são a resistência e a indutância do transformador mais filtro, respectivamente, e ω corresponde à velocidade síncrona da rede ($\omega = 2\pi f$). O filtro utilizado serve para reduzir o efeito dos harmônicos provenientes dos chaveamentos durante a comutação do conversor. Normalmente, um simples filtro de indutância L entre a rede elétrica e o conversor, é adotado com o objetivo de estar em conformidade com as normas e procedimentos de rede descritas em IEEE std 519, (1992). Negligenciando-se a resistência do indutor, o filtro L pode ser expresso em (H) por (LINDHOLM, 2003):

$$L = \max_h \left(\frac{V_{F,h}}{h\omega_s i_{h,\max}} \right) \quad (5.6)$$

Onde, $V_{F,h}$ é a tensão (fase-neutro) nominal de saída em (rms), h é a ordem do harmônico, ω_s é a velocidade angular base em rad-elet./s, e $i_{h,\max}$ é o valor de pico do “ripple” da corrente em (A).

Tratando e arrumando as equações em (5.4) e (5.5) na forma:

$$R_t i_q + L_t \frac{di_q}{dt} = V_{q_rede} - V_{q_conv} + \omega L_t i_d = V'_q \quad (5.7)$$

$$R_t i_d + L_t \frac{di_d}{dt} = V_{d_rede} - V_{d_conv} - \omega L_t i_q = V'_d \quad (5.8)$$

E aplicando-se a transformada de Laplace nas equações (5.7) e (5.8), obtêm-se as seguintes funções de transferência:

$$I_q(s) = \frac{1}{R_t + sL_t} V'_q(s) \quad (5.9)$$

$$I_d(s) = \frac{1}{R_t + sL_t} V'_d(s) \quad (5.10)$$

Portanto, as tensões a serem sintetizadas pelo conversor C_2 a partir de malhas de controle, correspondem aos sinais V'_d e V'_q definidas de acordo com as equações (5.7) e (5.8), como:

$$V'_q = V_{q_rede} - V_{q_conv} + \omega L_t i_d \quad (5.11)$$

$$V'_d = V_{d_rede} - V_{d_conv} - \omega L_t i_q \quad (5.12)$$

Nas equações (5.11) e (5.12) as tensões V'_d e V'_q de saída do conversor podem ser ajustadas através do controle de V_{d_conv} e V_{q_conv} . Estas tensões, por sua vez, são obtidas de controladores do tipo proporcional-integral que regulam as correntes ativa, I_{qref} , e reativa, I_{dref} , que o conversor injeta à rede, como mostra a Figura 5.5, a seguir:

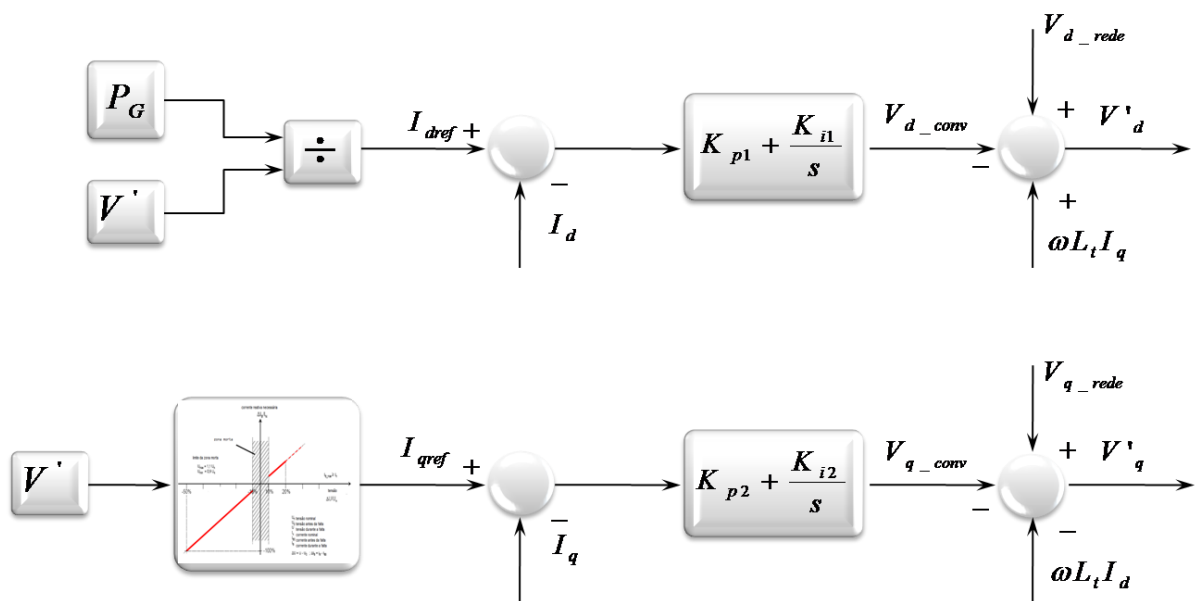


Figura 5.5 - Malhas de controle de corrente do conversor C_2 ligado à rede.

Os sinais de corrente de referência são definidos a partir das quantidades de potência ativa e reativa que o aerogerador síncrono pode fornecer a rede elétrica para um determinado ponto de operação do conjunto turbina/gerador. As correntes injetadas pelo conversor estão limitadas pela capacidade máxima dos conversores eletrônicos. Esses sinais de referência são então definidos de acordo com a equação (5.12) para o caso da potência ativa e no caso da potência reativa, a referência de injeção de corrente reativa depende do nível de subtensão do sistema e da curva de injeção apresentada no Capítulo 3.

$$I_{qref} = \frac{P_g}{|V'|} \quad (5.13)$$

Sendo P_g a potência ativa fornecidas pelo gerador, e $|V'| = \sqrt{V_d'^2 + V_q'^2}$ corresponde ao módulo da tensão de saída do conversor.

O esquema completo do controle do conversor C_2 , considerando os termos de acoplamento das malhas de controle (V_{d_rede} , V_{q_rede} , $\omega L_i i_q$ e $\omega L_i i_d$) é apresentado na Figura 5.6. Na literatura vigente, existem diversos exemplos de controle de turbinas eólicas que utilizam uma metodologia que buscam cancelar os termos de acoplamento como AKHMATOV, (2005) PENA, (2006) e outros que não utilizam como POLLER, (2003); HANSEN, (2003). No presente trabalho foi adotada o cancelamento destes componentes a fim de obter-se um melhor desacoplamento entre as malhas de controle dos termos das equações mostradas em (5.11) e (5.12). Os ganhos $\bar{k}_{p1}, \bar{k}_{p2}$ e $\bar{k}_{i1}, \bar{k}_{i2}$ foram obtidos por técnicas de alocação de pólos sendo seus valores apresentados no anexo A. Algumas metodologias de controle mais robustas podem ser aplicadas nestas malhas como definido em NASCIMENTO *et al.* (2007)

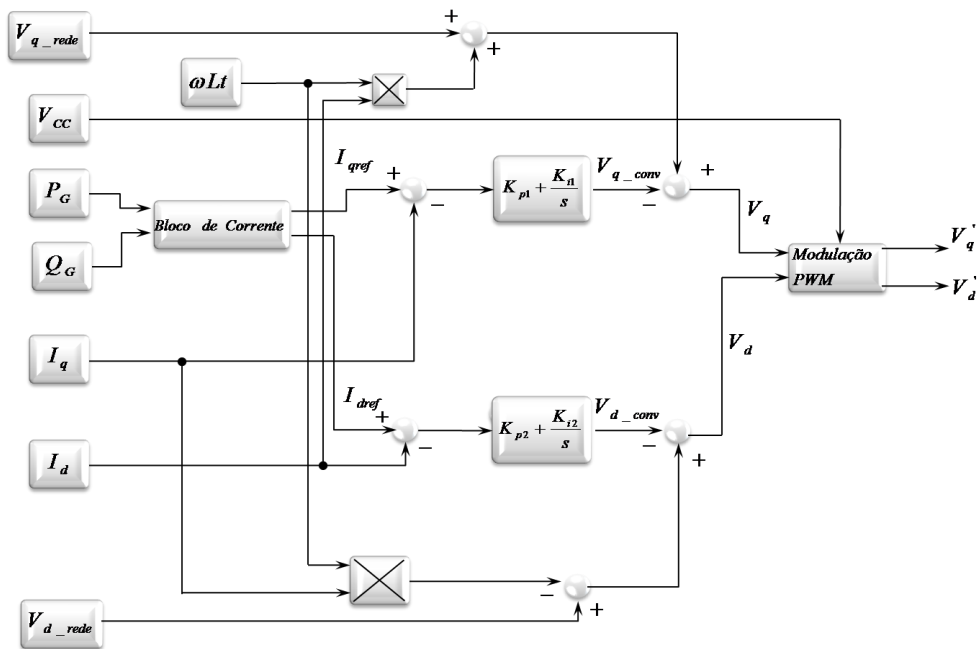


Figura 5.6 – Esquema de controle do conversor ligado à rede elétrica.

Dado que o conversor C_2 é do tipo PWM, a tensão CA de saída do conversor está relacionada com a tensão contínua V_{cc} e pelo índice de modulação representado por (m) pela seguinte equação (MOHAN *et al.* 2002) :

$$V' = \frac{\sqrt{3}mV_{cc}}{2\sqrt{2}} \quad (5.14)$$

A operação linear do conversor existe quando m varia dentro do intervalo $[0;1]$. Nesta Tese o conversor C_2 apresenta operação linear, tal que o índice de modulação é definido como $m = 0,9$.

Com base na equação (5.14), o esquema de controle do bloco de modulação da Figura 5.6 que define a tensão de saída do conversor C_2 é apresentado na Figura 5.7, a seguir, onde observa-se um limitador na saída a fim de não provocar sobretensões no controle proposto.

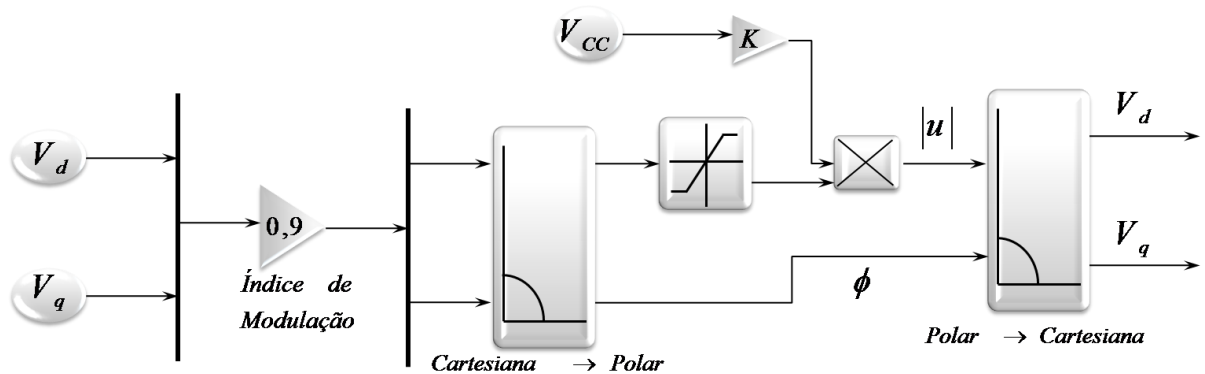


Figura 5.7 – Bloco de controle de modulação

5.5 CONCLUSÕES

Neste capítulo foram descritas as estratégias de controle dos conversores utilizados para a máquina *Direct Drive*, assumindo-se que os conversores são representados como fontes de tensão. As referidas estratégias de controle exploradas foram baseadas em técnicas de controle vetorial. Além disso, foram mostradas a metodologia de dimensionamento do capacitor do “link” CC e do filtro L.

Por fim, foi apresentada a estratégia de injeção de potência reativa para o conversor interligado a rede elétrica, que será utilizada como parte da solução dos problemas de simulação de defeitos no capítulo seguinte, com o objetivo de melhorar a capacidade de sobrevivência a afundamentos de tensão da respectiva máquina no sistema.

CAPÍTULO 6

RESULTADOS

6.1 INTRODUÇÃO

Neste capítulo são apresentados os resultados das simulações obtidas dentro do contexto da tese que visa avaliar a capacidade de injeção de reativos por parte de aerogeradores síncronos em redes elétricas. De acordo com o segundo capítulo do presente trabalho, o Operador Nacional do Sistema (ONS) Elétrico ainda não definiu uma estratégia de controle de reativos durante curto-circuito na rede elétrica.

Países que investem há muito tempo na geração eólica em suas redes como Alemanha e Espanha, com nível elevado de penetração deste tipo de energia comparados a outros países como o Brasil, definiram em suas normas de interligação curvas de injeção de reativos visando a manutenção dos aerogeradores nas redes elétricas frente a distúrbios de sub e sobretensão existentes no sistema durante e após a ocorrência de curto-circuito respectivamente.

As simulações foram desenvolvidas em cenários que propiciam uma melhor avaliação do critério adotado como o desempenho do controle para grandes e pequenas perturbações no sistema, com a injeção ou não de reativos. Conforme descrito no Capítulo 3, a curva de injeção de reativos adotada foi do operador E.ON Netz da Alemanha.

Os gráficos obtidos das simulações desenvolvidas buscam obter a partir da análise gráfica, parâmetros relacionados ao controle proposto e também parâmetros elétricos do aerogerador que são críticos durante defeito no sistema.

Todos os resultados das simulações apresentados neste capítulo foram obtidos recorrendo a plataforma MATLAB[®] utilizando-se diagramas de blocos do SIMULINK[®], desenvolvidos para cada caso de estudo, conforme se descreve nas secções seguintes.

6.2 REDE ELÉTRICA

As avaliações que são apresentadas baseiam-se na rede elétrica mostrada na Figura 6.1, bastante citada na literatura específica, para o desenvolvimento de estudos de estabilidade transitória desenvolvida pelo IEEE sendo utilizada também em (NUNES, 2003) e

(ALMEIDA, 2006). O sistema original de referência foi modificado para a inclusão de um parque eólico com 8 turbinas eólicas de 2 MW cada, interligados a barra 2. O modelo do parque eólico é representado por um equivalente, conforme item sobre modelos agregados expostos no Capítulo 4, adotando-se um gerador equivalente de 16 MW em 400 V nas simulações. O parque eólico é conectado a rede de distribuição a partir de um transformador de 20 MVA em 0.4/13.8 kV.

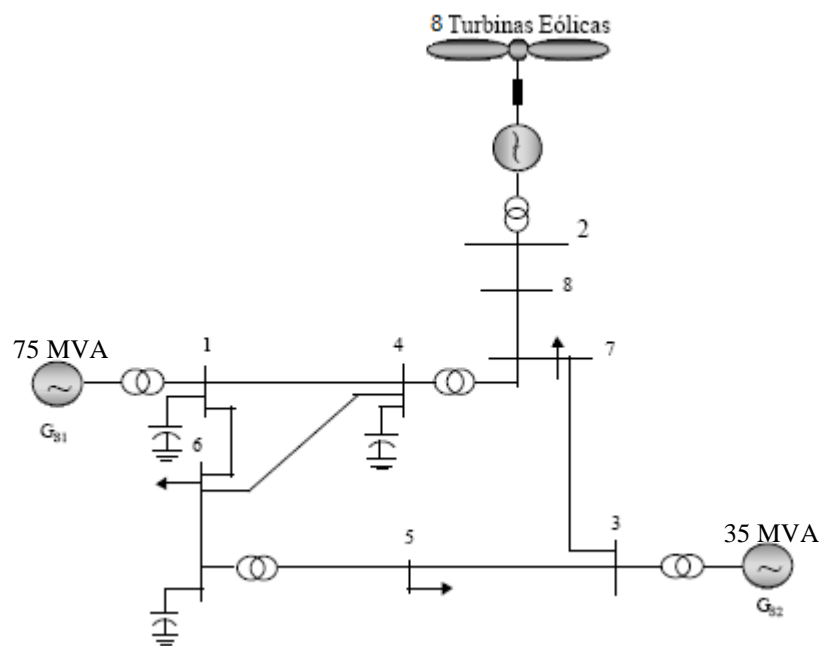


Figura 6.1 - Diagrama esquemático da rede utilizada

Além do parque eólico representado pelo gerador equivalente, dois sistemas Diesel convencionais com geradores síncronos alimentam as cargas do sistema, sendo um sistema com potência nominal de 75 MVA interligado a barra 1 e outro de 35 MVA na barra 3. As barras de carga 5, 6 e 7 estão indicadas por setas na Figura 6.1.

Os valores em p.u. dos parâmetros do sistema de transmissão, da carga elétrica, do gerador síncrono diesel e reguladores de tensão e de velocidade associados, juntamente com as características da turbina eólica são descritos no Anexo A.

6.3 ANÁLISE DOS RESULTADOS

Os resultados a seguir apresentados foram obtidos a partir de simulações de curto-circuitos trifásicos em alguns pontos da rede elétrica da Figura 6.1. A duração do curto-circuito assim

como a intensidade do mesmo foi ajustada dentro da curva de suportabilidade a faltas adotada para o Brasil, mostrada na Figura 3.10.

As avaliações de injeção de reativos durante o defeito serão analisadas sobre duas condições. A primeira será a adotada pelo Brasil que não solicita a injeção de potência reativa durante o defeito. A segunda injetará potência reativa seguindo a curva de injeção conforme apresentado no capítulo 3.

Caso a) curto-circuito trifásico de 500 ms aplicado em, $t_1 = 1$ s, na barra 1 .

A Figura 6.2 mostra a forma de onda da tensão em p.u no ponto de conexão do transformador de interligação do parque eólico à rede elétrica, para um curto-circuito aplicado na barra de geração 1. Observa-se na figura que a tensão fica abaixo do mínimo permitido pela curva de capacidade de afundamento adotado no Brasil, sendo desligado o parque eólico do sistema pela atuação do relé de subtensão. Após a retirada do parque, a tensão no ponto de acoplamento não consegue retornar ao valor nominal devido a problemas de instabilidade do sistema. Com a adoção do critério de injeção de reativo utilizado, observa-se que a subtensão, durante o defeito, é menor que o valor solicitado pelo ONS, sendo o parque eólico mantido no sistema, aumentando-se assim a capacidade do sistema eólico na sobrevivência aos afundamentos de tensão.

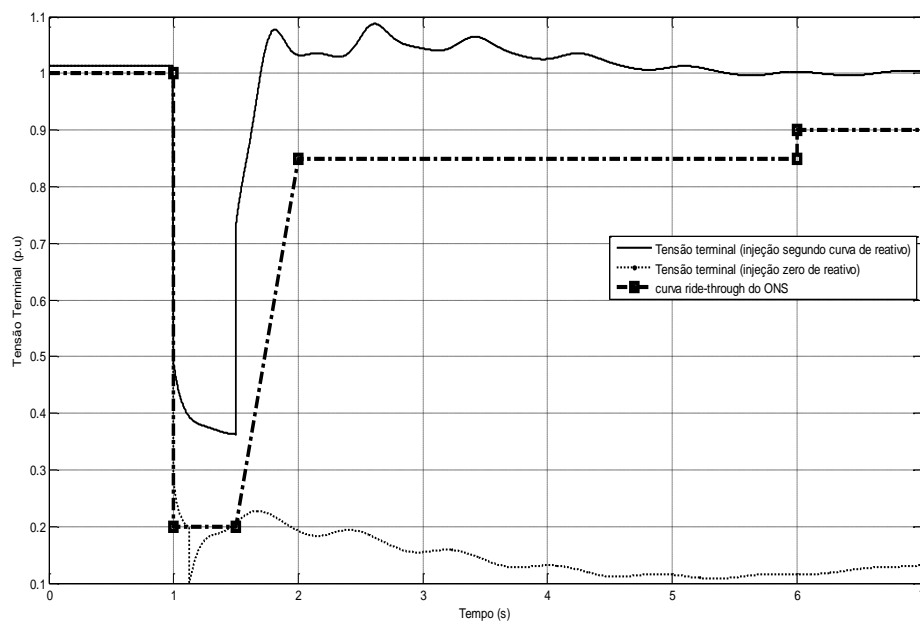


Figura 6.2 - Gráfico de tensão no ponto de conexão do parque eólico

A estabilidade transitória do sistema foi afetada também devido a saída do parque eólico, conforme observa-se no gráfico da Figura 6.3, existe uma perda de estabilidade da máquina 2, com o aumento do ângulo de carga entre as máquinas 01 e 02.

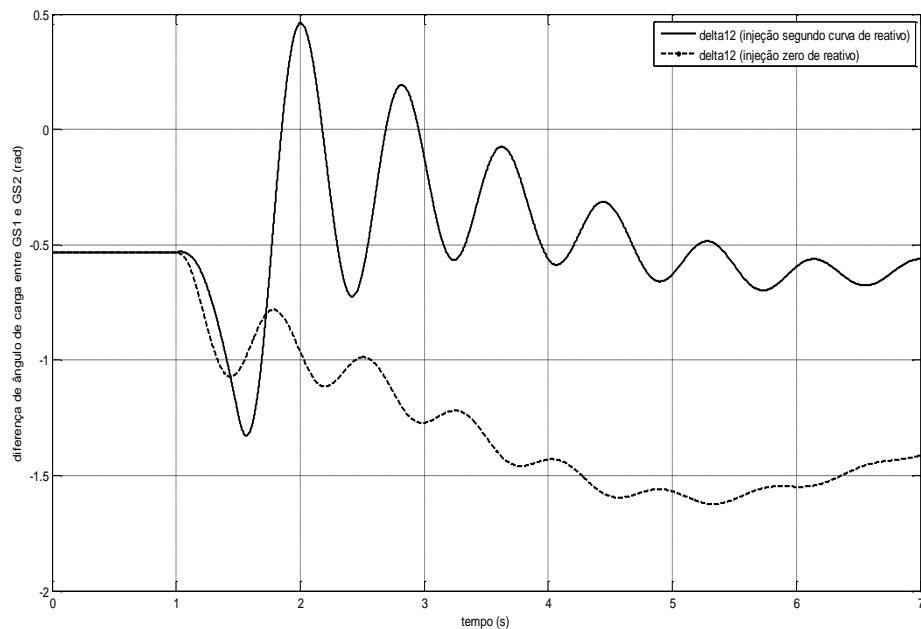
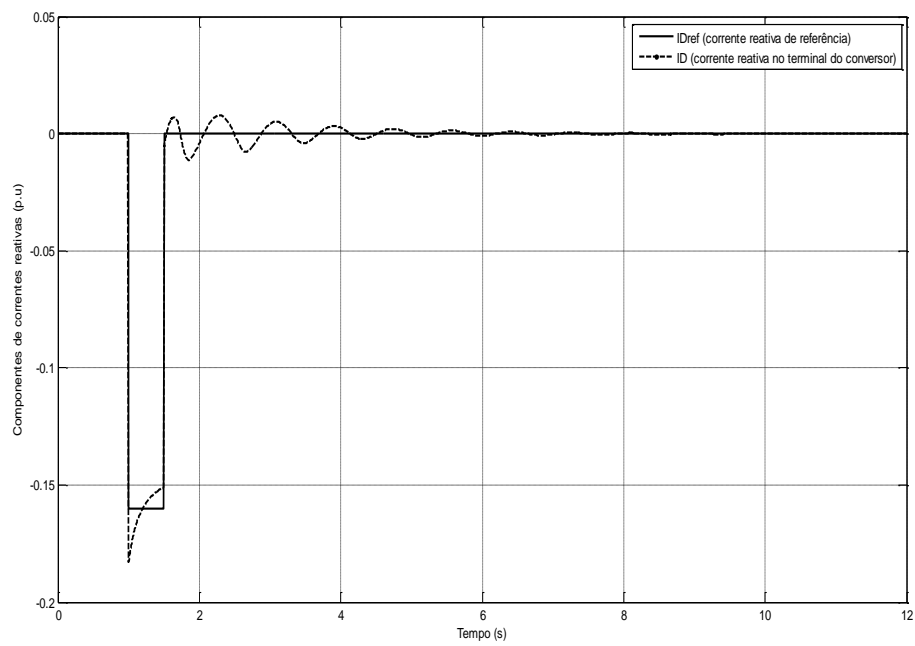
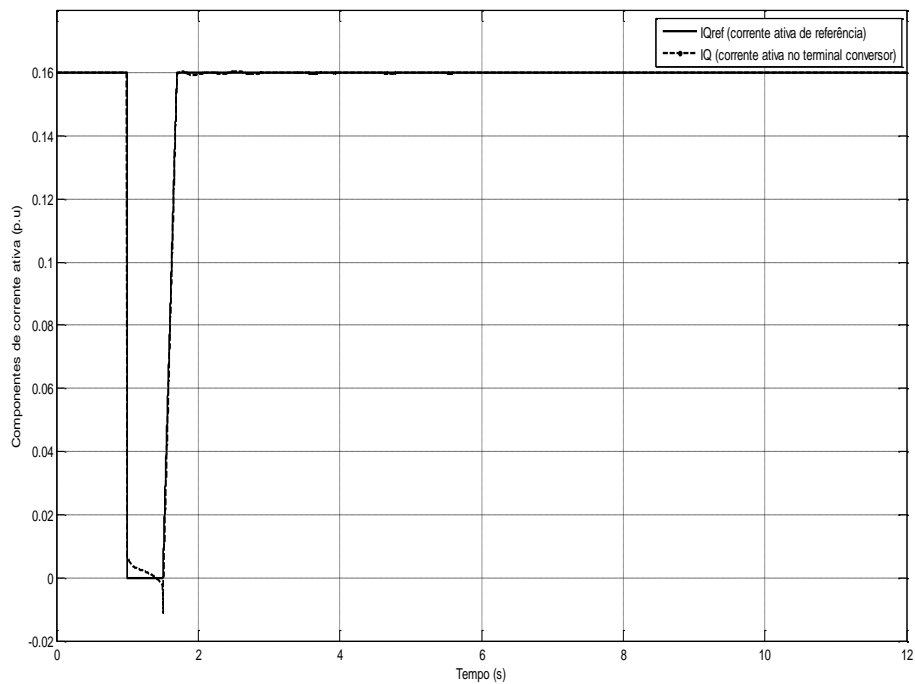


Figura 6.3 - Diferença entre o ângulo de carga das máquinas 01 e 02

Como a tensão obtida durante o defeito ficou abaixo de 0,5 pu, pela curva de reativo utilizada, a corrente reativa de referência deve ser de 100% do valor pré-falta do conversor, ou seja, para este afundamento, no momento do curto-circuito, a referência de corrente ativa deverá ir para zero e a corrente reativa deverá ser igual ao valor de corrente do conversor antes do defeito. Os gráficos das Figuras 6.4(a) e 6.4(b) mostram as respectivas correntes de referência com o valor obtido para a presente simulação.



(a)



(b)

Figura 6.4 - Correntes (a) I_d e (b) I_q de referência para o conversor

Observe na Figura 6.4(b) que a corrente ativa de referência não sobe instantaneamente. É utilizada uma rampa de injeção de potência reativa após o defeito, a fim de evitar sobretensões. Na Alemanha é estabelecido que todas as máquinas que não desligam durante o

defeito, devam possuir um gradiente de 20% de potência ativa por segundo até alcançar o valor nominal antes do defeito (EON, 2006).

O gráfico da corrente total de saída do conversor está mostrado na Figura 6.5, sendo observado na mesma um pequeno aumento inicial durante o defeito e obtendo-se um valor próximo de zero para o início da rampa de injeção de potência ativa. Nota-se um pequeno aumento da corrente total durante o defeito, ficando muito abaixo do limite de 1.5 p.u para ativação do relé de sobrecorrente.

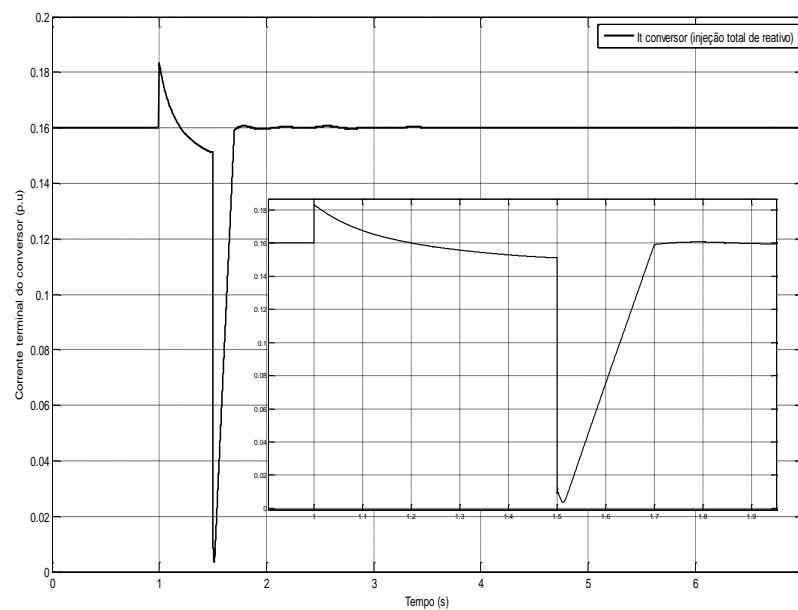


Figura 6.5 – Corrente total do conversor

É importante observar, nesta condição, que as correntes ativas e reativas injetadas obedecem os limites máximos de corrente do inversor, interligado à rede, mostrado na Figura 6.6 (RANGEL, 2006), que estão relacionadas à máxima capacidade de potência entregue pelo inversor. Esta limitação, imposta pelo inversor, permite que a atuação da proteção de sobrecorrente do conversor interligado à rede para este tipo de tecnologia, não seja crítica, quando comparada a outras tecnologias como o DFIG, onde as elevações de corrente são muito maiores.

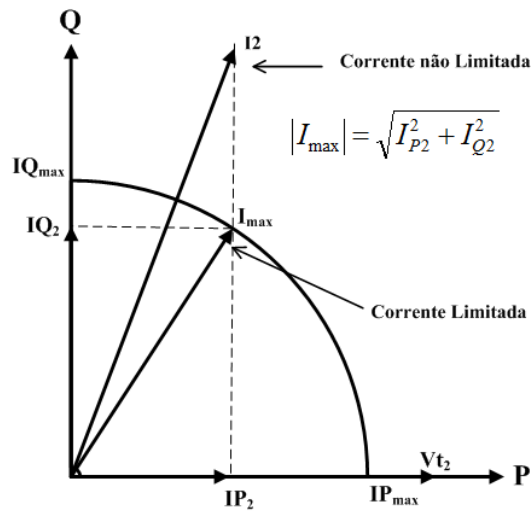


Figura 6.6 – Limitação de corrente do inversor

As potências ativas e reativas, no ponto de acoplamento do parque eólico com a rede elétrica, estão mostradas na Figura 6.7. Observa-se que, durante o defeito, a potência ativa injetada pelo parque possui um valor próximo de zero, devido ao valor nulo de corrente ativa de referência enviado ao conversor, apresentado no gráfico da Figura 6.4. A potência reativa, contudo, é injetada conforme a estratégia de controle proposta. Notando-se que o valor máximo não é alcançado devido ao consumo de reativo da barra de conexão do parque eólico durante o defeito, o que reduz o valor líquido injetado. Após o defeito, a potência ativa retorna em rampa ao valor nominal anterior a falta e a corrente reativa se torna nula, devido à estratégia de fator de potência unitário na condição em regime do sistema elétrico.

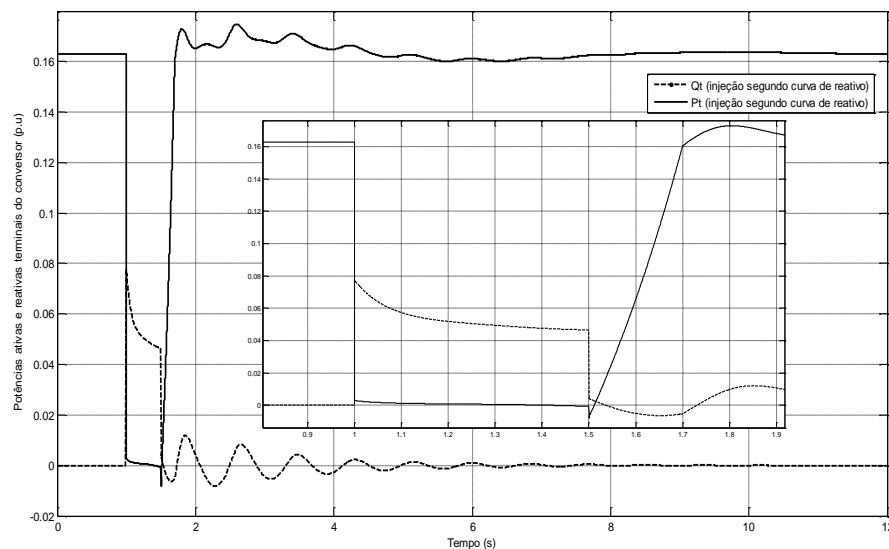


Figura 6.7 - Potências ativa e reativa no ponto de conexão

A tensão no capacitor do barramento CC está mostrada no gráfico da Figura 6.8, onde nota-se uma oscilação de tensão no mesmo durante o defeito, devido ao desbalanceamento de potência no barramento CC. Esta sobretensão pode resultar na atuação da proteção de sobretensão no barramento, dependendo do nível de tensão alcançado. Nesta simulação, a atuação do conversor CC-CC limitou esta tensão a níveis satisfatórios, não exigindo a atuação da proteção de sobretensão deste circuito.

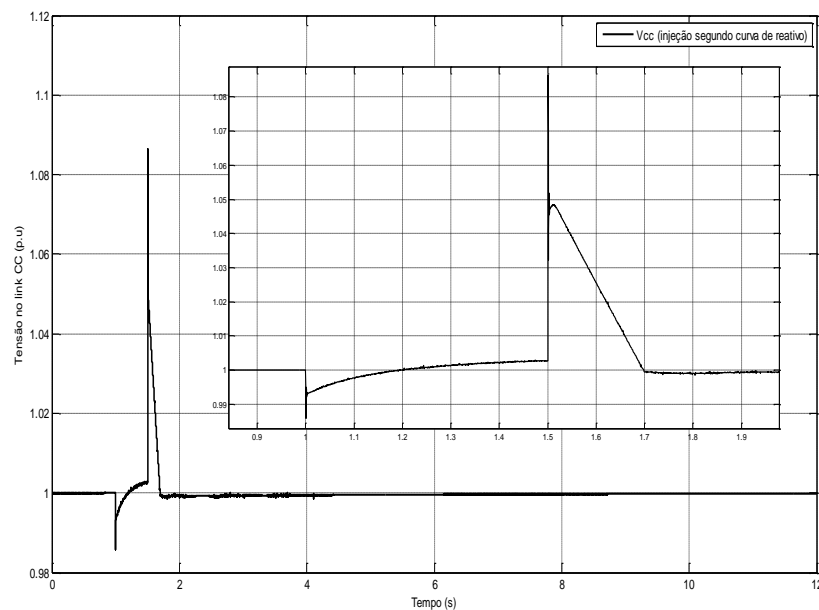


Figura 6.8 - Tensão no barramento CC

Caso b) curto-circuito trifásico de 200 ms aplicado em, $t_1 = 1s$, na barra 6 .

A Figura 6.9 a seguir, mostra a tensão em p.u no ponto de conexão do transformador de interligação do parque eólico à rede elétrica. Observa-se nesta figura a tensão próxima de 0.6 p.u para o caso de não injeção de reativo no sistema elétrico, enquanto que para o caso de injeção da corrente reativa dentro da curva de injeção de corrente o valor encontra-se em 0.8 p.u.. Nesta simulação, foi considerado um atraso de 20 ms na injeção de reativo, sendo definido na norma alemã como o tempo para o envio da informação e atuação do conversor. Apesar da subtensão, obtida durante o defeito, situar-se acima da curva de suportabilidade as subtensões do ONS para o caso de não injeção de reativos, não sendo autorizado, neste caso, o desligamento do parque eólico, houve uma melhoria no nível de tensão no ponto de conexão trabalhando com a de injeção de reativos conforme se observa no gráfico.

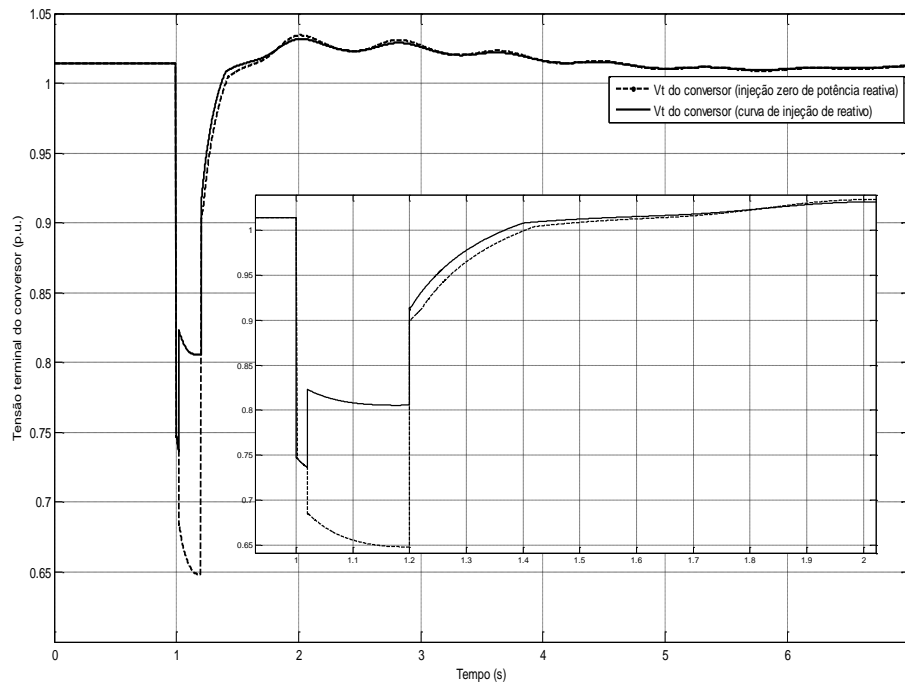


Figura 6.9 - Gráfico de tensão nos terminais do conversor

As correntes de referência e correntes injetadas nos eixos q e d para o conversor interligado à rede estão mostradas na Figura 6.10(a) e 6.10(b). De acordo com o controle, adotado no Capítulo 5, a corrente no eixo d é responsável pelo controle da potência reativa enquanto que a corrente no eixo q controla a potência ativa. Observa-se na Figura 6.10(a) que durante o defeito a corrente de referência solicitada ao conversor para a situação de injeção de reativo corresponde a -0.064 p.u., o que está de acordo com a equação curva de injeção de reativo adotada uma vez que, a queda de tensão para o caso de injeção, foi de aproximadamente 0.8 p.u., causando em relação a tensão nominal de 1.0 p.u. uma variação de 0.2 p.u. Desta forma, a variação de injeção de reativos, que corresponde ao reativo antes da falta menos o reativo durante a falta, deve ser então de 0.4 p.u. segundo a curva. Multiplicando-se este valor pela corrente nominal do conversor, antes da falta de 0.16 p.u., o valor de referência, obtido da curva, foi de -0.064 p.u., conforme os resultados apresentados. A corrente no eixo q corresponde a corrente ativa a ser injetada na rede, de acordo com o gráfico da Figura 6.6, sendo fornecida também durante o defeito uma parcela de potência ativa conforme observado no gráfico da Figura 6.10 (b).

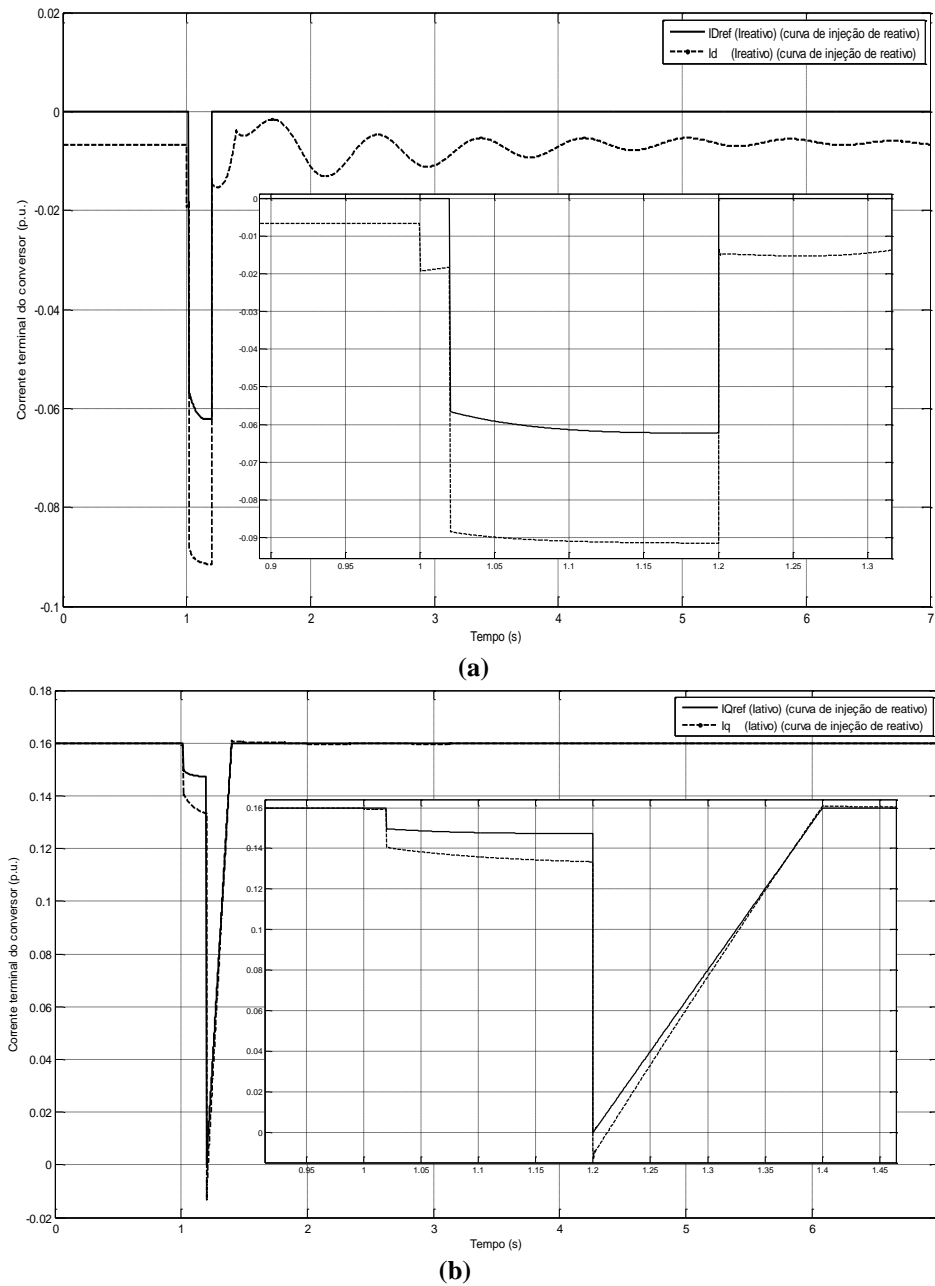


Figura 6.10 - Correntes (a) I_d e (b) I_q de referência para o conversor

A corrente total de saída do conversor para esta situação de defeito é mostrada na Figura 6.11. Observa-se na mesma, o pequeno acréscimo da corrente total em p.u., o que é insuficiente para a atuação de proteção de sobrecorrente. Após a eliminação do defeito, a corrente aproxima-se de zero para seguir a rampa de potência até o valor nominal antes da falta.

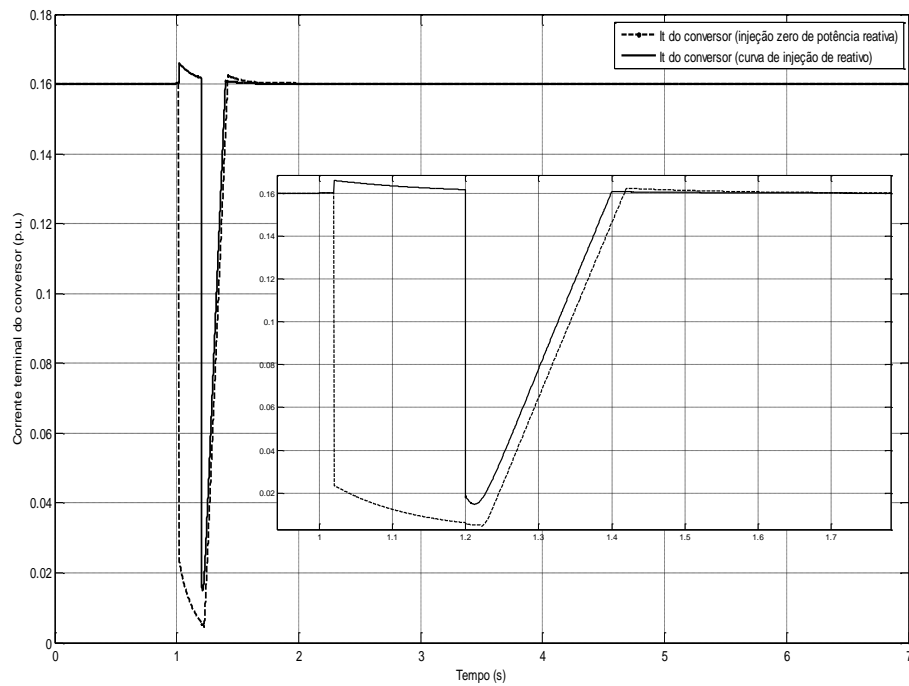
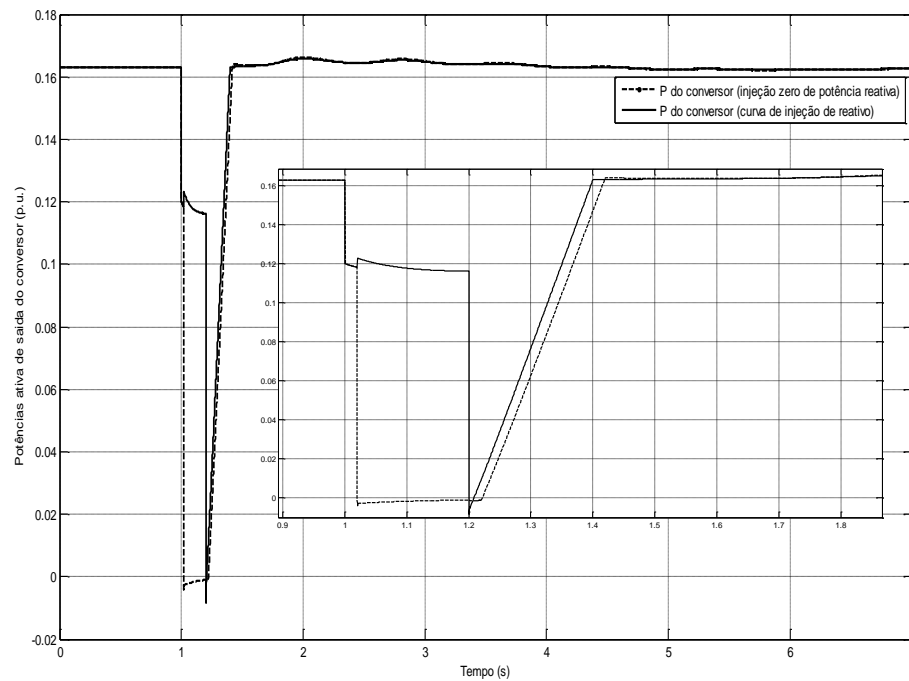
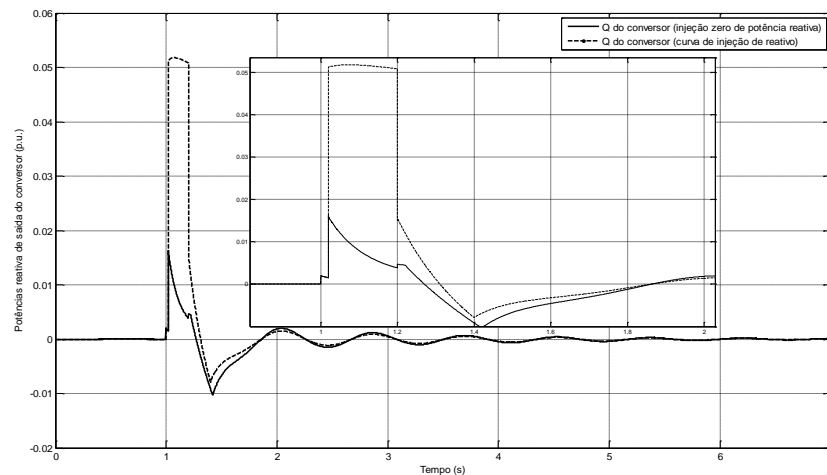


Figura 6.11 – Correntes total do conversor interligado a rede

Os gráficos das potências ativas e reativas no ponto de acoplamento do parque eólico com a rede elétrica estão mostrados respectivamente nas Figuras 6.12 (a), 6.12(b). Observa-se na Figura 6.12 (a) que o conversor injeta, neste caso, potência ativa também durante o curto-circuito, trabalhando dentro da curva de injeção de reativos e cresce após o defeito em uma rampa de injeção de potência ativa até a referência nominal.



(a)



(b)

Figura 6.12 - Potência (a) ativa e (b) reativa das máquinas síncronas no ponto de conexão da rede

A injeção de potência ativa durante o defeito, permitida pela curva para subtensões acima de 0.5 p.u e também pela capacidade de fornecimento de potência do inversor definidos acima, provoca um aumento das margens de estabilidade transitória, contribuindo dessa forma, para melhoria da segurança global do sistema elétrico, conforme se observa na Figura 6.13, com uma menor oscilação do ângulo de carga entre as máquinas convencionais 1 e 2. Para subtensões abaixo de 0.5 p.u, será sacrificada a injeção de potência ativa, pelo conversor interligado à rede elétrica devido a, nesta situação, o conversor ter que injetar 100% de potência reativa no sistema. Alguns autores sugerem a adoção de um conversor de potência 40% maior a fim de obter também a injeção de potência ativa, na condição de 100% de injeção de potência reativa.

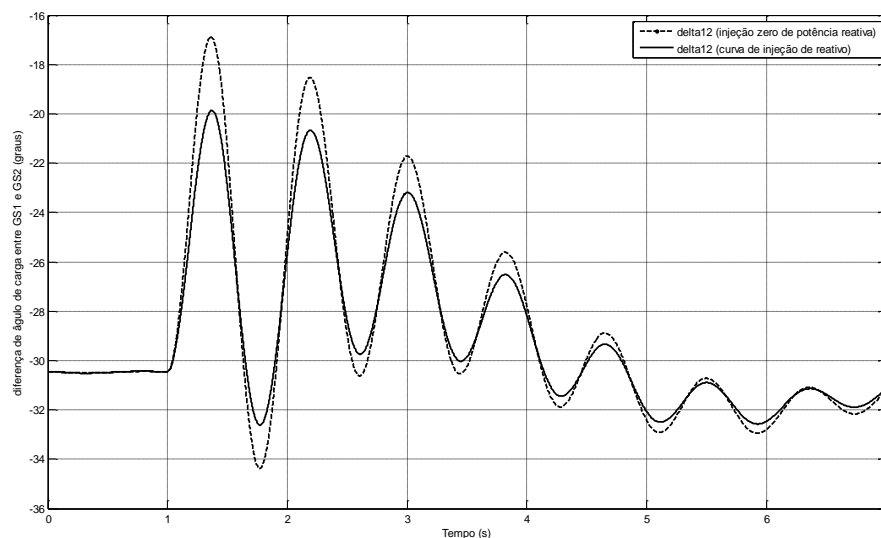


Figura 6.13 – Ângulo de carga da máquina síncrona

A tensão no capacitor do barramento CC nesta simulação está mostrada no gráfico da Figura 6.14, onde observa-se o aumento brusco inicial para os casos de não injeção de reativos comparado ao caso de injeção segundo a curva. Isto se explica pelo fato que durante a não injeção de qualquer tipo de potência durante o defeito, o desbalanço de potência no barramento CC torna-se mais acentuado, aumentando a quantidade de energia entregue ao capacitor e conseqüentemente, elevando sua tensão. Esta sobretensão também é observada no gráfico, durante o início da rampa de injeção de potencia ativa, pelos mesmos motivos expostos acima. O conversor do barramento CC atua durante estes instantes e mantém a tensão abaixo do valor de referência 1.1 p.u para a atuação da proteção de sobretensão do barramento CC. Alguns autores como CONROY *et al.* (2008) e RANGEL *et al.* (2006) propõe a utilização de um resistor de dissipação de potência do capacitor nestas condições que pode ser ativado por uma chave eletrônica através de um controle do tipo histerese.

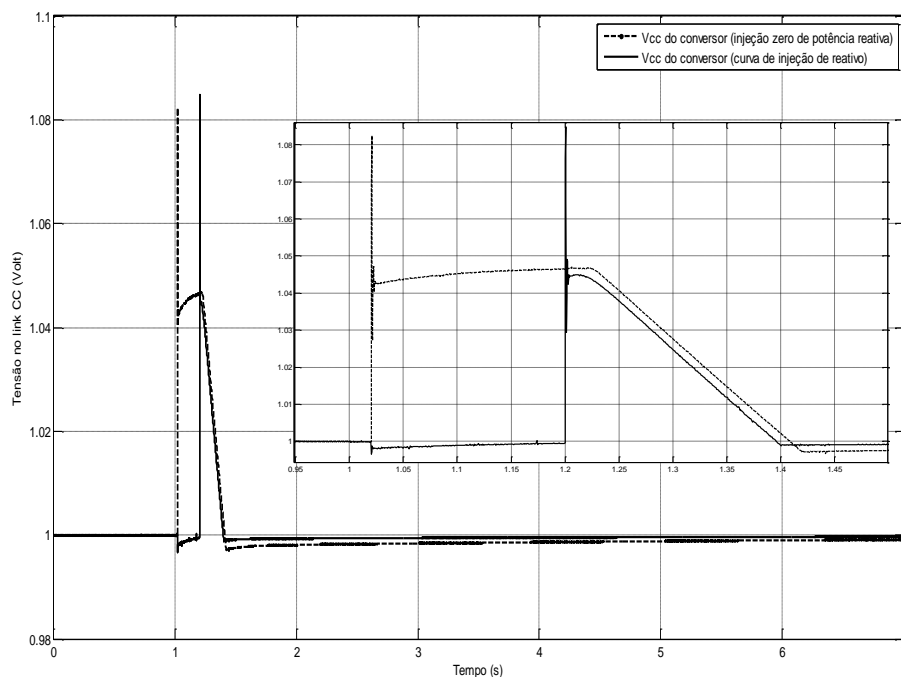


Figura 6.14 - Potência (a) ativa e (b) reativa e (c) ângulo de carga das máquinas síncronas no ponto de conexão da rede sem barramento infinito

6.4 CONCLUSÕES

Neste capítulo foi apresentada a avaliação de injeção de reativos pelos aerogeradores síncronos durante afundamentos de tensão na rede elétrica. Na primeira simulação, foi

avaliada a ocorrência de um curto-circuito de elevada capacidade no sistema elétrico proposto. Nesta situação, o nível de subtensão obtido no ponto de acoplamento do parque eólico com a rede ficou abaixo do limite imposto pela curva do ONS, sendo permitido o desligamento do parque pela operação do relé de subtensão. O resultado das simulações mostrou uma grande instabilidade transitória das outras máquinas do sistema após a retirada do parque, comprometendo a segurança global da rede analisada em questão. Na mesma simulação, com o processo de injeção de reativos, proposto no trabalho, o nível de subtensão no ponto de acoplamento ficou superior ao considerado pelo ONS, não sendo necessária a retirada do parque eólico, aumentando a capacidade de sobrevivência a subtensões pelo parque eólico e melhorando a estabilidade do sistema elétrico simulado.

Em uma segunda simulação, foi considerado um curto-circuito não tão severo quanto ao da primeira. Nesta situação, sem a atuação do controle de reativos, o nível de tensão na barra de geração eólica ficou acima do permitido pelo ONS não sendo necessária a retirada do parque eólico. Mesmo assim, os resultados das simulações mostraram que, adotando-se o processo de injeção de reativos nesta situação, houve uma melhora no nível de tensão do barramento de geração eólica assim como na estabilidade transitória do sistema, a partir do critério de injeção adotado.

CAPÍTULO 7

CONCLUSÕES

7.1 CONCLUSÕES GERAIS

Nesta tese foi avaliada a utilização de aerogeradores síncronos no suporte a injeção de potência reativa no sistema elétrico interligado, durante afundamentos de tensão devido a curto-circuitos, a partir de uma metodologia de injeção de corrente reativa já solicitada por normas de interligação de parques eólicos na Europa.

Na rede elétrica do IEEE utilizada para as avaliações, observou-se nos resultados apresentados que a adoção da estratégia de controle de potência reativa somente em regime como solicitam alguns países, dentre eles o Brasil, prejudicam a capacidade do parque eólico em sobreviver aos afundamentos de tensão na rede elétrica, podendo ser autorizado o desligamento do mesmo piorando os índices de estabilidade transitória do sistema.

Apesar de o Brasil possuir um sistema elétrico forte interligado e a capacidade instalada atual dos aerogeradores ainda alcançar índices reduzidos, comparados a outros países, existe uma perspectiva próxima de crescimento deste tipo de geração no País, aumentando sua penetração no sistema. Sabe-se ainda que os aerogeradores instalados no país normalmente encontram-se em localidades onde a robustez do sistema elétrico é menor, com capacidade de fornecimento de potência reativa comprometida, necessitando que tal procedimento de injeção de reativos pelos parques eólicos seja executada para a melhoria da estabilidade do sistema durante defeitos na rede elétrica.

Outro aspecto interessante, obtido nas avaliações dos resultados dos estudos de simulação, foi à capacidade da máquina de fornecer também parcelas de potência ativa, para afundamentos de tensão menores que 0.5 p.u., observando a não ultrapassagem dos limites de produção de potência pelas máquinas eólicas, durante o defeito. Nestes tipos de afundamentos, conforme as curvas de injeção adotadas, a injeção de corrente reativa pela máquina não será de 100% da corrente nominal antes da falta, podendo ser injetado uma parcela de corrente ativa durante o defeito. Os resultados mostraram que estas parcelas, ajudam os geradores convencionais próximos a reduzir suas oscilações angulares, melhorando

os limites de estabilidade transitória do sistema, recuperando-se os mesmos mais rapidamente após os afundamentos de tensão.

O item citado previamente é de fundamental importância uma vez que os parques eólicos atendem a filosofia da Geração Distribuída, próxima a carga e normalmente em sistemas eletricamente mais fracos, daí a importância da manutenção destas máquinas o maior tempo possível, interligadas à rede elétrica, diferente da filosofia adotada atualmente. Com a metodologia aqui proposta atende-se a este critério uma vez que a estabilidade transitória do sistema é de certa forma ampliada, conforme apresentado no capítulo de resultados. Este procedimento de controle do reativo nas máquinas eólicas atende também aos critérios de qualidade (reduzindo a interrupção no fornecimento de energia), e de garantia de receita, normalmente exigidos das concessionárias

O valor de sobretensão no barramento CC foi outro parâmetro elétrico que, a partir dos resultados obtidos das simulações, merece uma análise interessante. Durante a não injeção de qualquer tipo de potência pelo conversor interligado à rede durante o defeito no sistema elétrico, observa-se um aumento brusco de tensão sobre o capacitor, mesmo com o controle do conversor do barramento CC sendo atuado. Esta tensão pode desligar o parque eólico a partir da atuação do relé de sobretensão deste barramento, representando a não injeção de potência mais uma desvantagem para a máquina e o sistema.

É importante observar também que estas injeções de corrente reativa foram analisadas para defeitos trifásicos no sistema elétrico. No caso de defeitos monofásicos, a injeção de reativos nas fases que não foram atingidas pelo defeito podem provocar sobretensões elevadas nestas fases, desligando o parque eólico pela proteção de sobretensão do conversor interligado à rede elétrica.

Espera-se que com os resultados apresentados nesta tese, seja realizado pela comunidade acadêmica e pelos órgãos regulamentadores do país, debates que possam melhorar o desempenho de tais fontes de energia no sistema elétrico durante períodos transitórios, a partir de novas solicitações de operação das referidas fontes dentro das normas de interligação de parques eólicos no país.

7.2 PERSPECTIVA DE FUTUROS TRABALHOS

A presente tese fornece perspectivas de pesquisa e desenvolvimento de assuntos abordados e temas relacionadas, que envolvam principalmente as diretrizes a seguir relacionadas:

- Desenvolvimento de estratégias de injeção de reativos durante afundamentos monofásicos e bifásicos;
- Avaliação da estratégia de injeção de reativos para outra tecnologia de aerogerador adotando-se as curvas de injeção de reativos descritas no trabalho, como exemplo o DFIG, buscando visualizar as vantagens e dificuldades desta máquina para executar tal função;
- A aplicação e desenvolvimento de novas técnicas de controle, como controladores não-lineares e processos de otimização que permitam aumentar a robustez a resposta dos aerogeradores perante situações de perturbação;
- Desenvolvimento de modelos que possam ser explorados em ferramentas de simulação como, por exemplo, ATP (*Alternative Transient Program*), para estudos que envolvam especificamente fenômenos de controle de potência ativa e reativa durante defeitos em redes elétricas, que possam melhorar a qualidade do fornecimento de energia elétrica à rede por parte deste tipo de máquina.

BIBLIOGRAFIA

BOUSCARYOL, A.; DELARUE, Ph.; GUILLAUD, X. – **Power Strategies for Maximum Control Structure of a Wind Energy Conversion System with a Synchronous Machine**, Renewable Energy, Elsevier – 2005

AKHMATOV, K. – **Analysis of Dynamic Behavior of Electric Power Systems with Large Amount of Wind Power** – Ph.D. Thesis, Technical University of Denmark, Denmark, 2003.

ALMEIDA, R. G. – “**Modelização do Aerogerador Síncrono de Velocidade Variável para Estudos Transitórios de Redes Eléctricas de Energia de Grande Dimensão**”, Relatório Final de Actividades para a Fundação de Ciência e a Tecnologia de Portugal, Porto- Portugal, Referência SFRH/BPD/35150/2007 Junho 2008.

ALMEIDA, R. G. – **Contribuições para Avaliação da Capacidade de Fornecimento de Serviços de Sistemas por parte de Aerogeradores de Indução Duplamente Alimentados** – Tese de Doutoramento, Universidade do Porto, Portugal, 2006.

ALMEIDA, R. G.; PEÇAS LOPES, J. A.; BARREIROS, J. A. L. – **Improving Power System Dynamic Behavior Through Doubly Fed Induction Machines Controlled by Static Converter Using Fuzzy Control** in IEEE Transactions on Power System, v.19, n.4, pp.1942-1950, Nov, 2004.

AMARANTE O. A. C.; SCHULTZ, D. J.; BITTENCOURT, R. M.; ROCHA, N. A. – **Wind/Hydro Complementary Seasonal Regimes in Brasil in DEWI Magazin**, n.19, pp.79-86, Ago, 2001.

ANDERSON, P. M.; FOUAD, A. A. – **Power System Control and Stability** – Wiley IEEE Press, 2002

BOLDEA, I. – **Synchronous Generators** – Taylor & Francis Group, USA, 2006

BOLDEA, I. – **Variable Speed Generators** – Taylor & Francis Group, USA, 2006

CHINCHILLA, M.: ARNALTES, S.: BURGOS, J. C. – **Control of Permanent – Magnet Generators Applied to Variable – Speed Wind Energy Systems Connected to The Grid** – IEEE, 2006

COUGHLAN, Y.; SMITH, P.; MULLANE, A.; O'MALLEY, M. – **Wind Turbine Modelling for Power System Stability Analysis – A System Operator Perspective** in IEEE Transactions on Power Systems, v.22, n.3, pp.929-936, Ago, 2007.

E.ON Netz GmbH, “**Grid Code – High and Extra High Voltage**”, Bayreuth, Germany, Abril de 2006.

GALVÃO, C.O.: VALENÇA, M.J.S. – **Sistemas Inteligentes: Aplicações e Recursos Hídricos e Ciências Ambientais** – Porto Alegre, Ed. Universitária, 1999.

GLOBAL WIND ENERGY COUNCIL – Disponível em www.gwec.net

Grid Code – Version 3.0. ESB National Grid, Ireland, 28th September 2007.

Grid Connection of Wind Turbines to Networks with Voltages Above 100 kV, Regulation TF 3.2.5. Energinet, Denmark, December 2004.

Grid Connection of Wind Turbines to Networks with Voltages Below 100 kV, Regulation TF 3.2.6. Energinet, Denmark, May 2004.

HANSEN, A. D.; MICHALKE, G. – **Fault Ride-Through Capability of Wind Turbines in Renewable Energy**, v.32, n.8, pp.1594-1610, Jul, 2007.

HANSEN A.D.: MICHALKE G. – **Multi-pole Permanent Magnet Synchronous Generator Wind Turbines Grid Support Capability in Uninterrupted Operation During Grid Faults** in IET Renewable Power Generation, EWEC 2009

HARNEFORS, L.; NEE, H. P. – **Model-Based Current Control of AC Machines Using the Internal Model Control Method** in IEEE Transactions on Industry Applications, v.34, n.1, pp.133-141, Jan/Fev, 1998.

HOLDSWORTH, L.; WU, X. G.; EKANAYAKA, J. B.; JENKINS, N. – **Comparison of Fixed Speed and Doubly-Fed Induction Wind Turbines During Power System Disturbances** in IEE Proceedings Generation, Transmission & Distribution, v.150, n.3, pp.343-352, Mai, 2003a.

IEC 61400-21 Ed. 2.0. Wind Turbine Generator Systems – Part 21: **Measurement and Assessment of Power Quality Characteristics of Grid Connected Wind Turbines**. Committee Draft (CD), July 2007.

IEEE STD 519-1992 – **IEEE Recommended Practices and Requirements for Harmonic Control in Electrical Power System**, 1992.

WATSON, R.; CONROY, J. – **Aggregate Modelling of Wind Farms Containing Full – Converter Wind Turbine Generators with Permanent Magnet Synchronous Machines: Transient Stability Studies** in IET Renewable Power Generation, September, 2008

JENKINS, N.; ALLAN, R.; CROSSLEY, P.; KIRSCHEN, D.; STRBAC, G. – **Embedded Generation**. United Kingdom, 2000.

KARINIOTAKIS, G. N.; STAVRAKAKIS, G. S. – **A General Simulation Algorithm for The Accurate Assessment of Isolated Diesel – Wind Turbines Systems Interaction – Part I: A General Multimachine Power System Model**; IEEE, 1995

KARINIOTAKIS, G. N.; STAVRAKAKIS, G. S. – **A General Simulation Algorithm for The Accurate Assessment of Isolated Diesel – Wind Turbines Systems Interaction – Part II: Implementation of The Algorithm and Case – Studies with Induction Generators**; IEEE, 1995

KNUDEN, H.; AKHMATOV, V. – **Induction Generator Models In Dynamic Simulation Tools** in International Conference in Power System Transients, Budapest, Hungary, 1999.

KUNDUR, P. – **Power System Stability and Control** – McGraw-Hill, USA, 1994.

LEONHARD, W. – **Control of Electrical Drives** – Springer 2001, Third edition

LINDHOLM, M. – **Doubly Fed Drives for Variable Speed Wind Turbines** – Ph.D. Thesis, Technical University of Denmark, Denmark, 2003.

LI, S.; HASKEW, T. A.; XU, L. – **Conventional and Novel Control Designs for Direct Driven PMSG Wind Turbines** – Electric Power Systems Research, 2009

MANWELL, J.; MCGOWAN, J.; ROGERS, A. – **Wind Energy Explained** – John Wiley & Sons, 2002.

MARQUES, P. F.; PEÇAS LOPES, J. A. – **Procedimentos de Rede para Aceitação de Produção Eólica e Especificação de Ride Through Default** – Trabalho de Consultoria para o Operador Nacional do Sistema Elétrico Brasileiro (ONS), Jul, 2004.

MATAS, J.; CASTILLA, M.; GUERRERO, J. M.; VICUÑA, L. G.; MIRET, J. – **Feedback Linearization of Direct – Drive Synchronous Wind – Turbines Via a Sliding Mode Approach** in IEEE Transactions on Power Electronics, 2008.

MOHAN, N. – **Power Electronics: converters, applications and design** / Ned Mohan, Tore M. Undeland, William P. Robbins. – 2nd ed, 1995.

MORREN, J.; HAAN, S.W.H. – **Ridethrough of Wind Turbines with Doubly-Fed Induction Generator During a Voltage Dip** in IEEE Transactions on Energy Conversion, v.20, n.2, pp.435-441, Jun, 2005.

NASCIMENTO, A. C.; VIEIRA, J. P. A.; NUNES, M. V. A.; BEZERRA, U. H.; – **Analysis of Ride Through with The Integration of Direct Drive Synchronous Wind Generators In Power Systems** in VIII Conferência Internacional de Aplicações Industriais, Recife – PE, 2006

NASCIMENTO, A. C.; VIEIRA, J. P. A.; NUNES, M. V. A.; BEZERRA, U. H.; – **Controladores Fuzzy aplicado ao Conversor de Geradores de Indução Duplamente Excitados em Sistemas Eólicos Integrados a Sistemas de Potência**, Revista SBA Controle & Automação - Volume 13 - nº1, Março-2007

NISE, N.S. – **Engenharia de Sistemas de Controle** – Terceira Edição, LTC – Livros Técnicos e Científicos Editora S.A., 2002.

NUNES, M. V. A. – **Avaliação do Comportamento de Aerogeradores de Velocidade Fixa e Variável Integrados em Redes Elétricas Fracas** – Tese de Doutorado, Universidade Federal de Santa Catarina, Brasil, 2003.

NUNES, M. V. A.; PEÇAS LOPES, J. A.; ZURN H. H., BEZERRA, U. H., ALMEIDA, R. G. – **Influence of the Variable Speed Wind Generators in Transient Stability Margin of the Conventional Generators Integrated in Electrical Grids** in IEEE Transactions on Energy Conversion, v.19, n.4, pp.692-701, Dez, 2004.

ONS SUBMÓDULO 3.6 – **Requisitos Técnicos Mínimos para a Conexão à Rede Básica** – Disponível em www.ons.org.br

PIRES, F. L. C.; NETO, M. R. B.; SILVA, F. C. M. – **Análise das Regulamentações para Conexão de Parques Eólicos À Rede Elétrica**, VIII Conferência Internacional de Aplicações Industriais, Poços de Caldas – MG, 2008

PÖLLER, M.; ACHILLES, S. – **Direct Drive Synchronous Machine Models for Stability Assesment of Wind Farms**, Proceedings of the Fourth International Workshop on Large Scale Integration of Wind Power and Transmission Networks for Offshore Wind Farms, Billund, Denmark, October 20th- 21th 2003.

RANGEL, R. D.; JÚNIOR, S. G.; FERRAZ, J. C. R. – **Modelagem de Aero geradores Baseados em Máquinas Síncronas de Velocidade Variável Em Programas de Análise de Estabilidade Eletromecânica** – X Simpósio de Especialistas em Planejamento da Operação e Expansão Elétrica, 21 a 25 de Maio de 2006.

Requisitos de Respuesta Frente a Huecos de Tension de las Instalaciones de Produccion de Regimen Especial, PO 12.3. REE, Spain, November 2005.

SALMAN, S. K.; TEO, A. L. J. – **Windmill Modeling Consideration and Factors Influencing the Stability of a Grid-Connected Wind Power-Based Embedded Generator** in IEEE Transactions on Power Systems, v.18, n.2, pp.793-802, Mai, 2003.

SLOOTWEG, J. G. – **Wind Power - Modelling and Impact on Power System Dynamics** – Ph.D. Thesis, Delft University Technology, Netherlands, 2003.

SLOOTWEG, J. G.; HAAN, S. W. H.; POLINDER, H.; KLING, W. L. – **General Model for Representing Variable Speed Wind Turbine in Power System Dynamics Simulations** in IEEE Transactions on Power System, v.18, n.1, pp.144-151, Fev, 2003.

SLOOTWEG, J. G.; POLINDER, H.; KLING, W. L. – **Initialization of Wind Turbine Models in Power System Dynamics Simulations** in IEEE Power tech Conference, Porto, Portugal, 2001.

TANG, Y.; XU, L. – **A Flexible Active and Reactive Power Control Strategy for a Variable Speed Constant Frequency Generating System** in IEEE Transactions on Power Electronics, v.10, n. 4, pp.472-478, Jul, 1995.

The Grid Code, Issue 3, Revision 24. NATIONAL GRID ELECTRICITY TRANSMISSION plc, UK, 19th November 2007.

The European Wind Energy Association (EWEA), **Large Scale Integration of Wind Energy in The European Power Supply: Analysis, Issues and Recommendations -** Published by EWEA, December 2005

THOMAS ACKERMANN, *Wind Power in Power Systems*, John Wiley & Sons, 2005.

ULLAH, N. R.; THIRINGER, T.; KARLSSON, D. – **Voltage and Transient Stability Support by Wind Farms Complying with the E. ON Netz Grid Code – IEEE**, 2007.

VIEIRA, J. P. A.; NUNES, M. V. A.; NASCIMENTO, A. C.; BEZERRA, U. H.; – **Designing Optimal Controllers for Doubly Fed Induction Generators Using a Genetic Algorithm** in IET Generation, Transmission & Distribution, v.3, n.5, pp. 472-484, Maio, 2009.

WALKER, J. F.; JENKINS, N. – **Wind Energy Technology** – John Wiley & Sons, 1997.

WORLD WIND ENERGY ASSOCIATION – **Press release: Wind Energy Market Worldwide Continues Strong Growth** – Disponível em www.wwindea.org, 2009.

ZWE-LEE GAING – **A Particle Swarm Optimization Approach for Optimum Design of PID Controller in AVR System** in IEEE Transactions on Energy Conversion, v.19, n.2, pp.384-391, Jun, 2004.

ANEXO A

PARÂMETROS DO SISTEMA E DO PARQUE EÓLICO

O sistema é formado por uma rede elétrica, descrita na Figura 6.1 (secção 6.2 do Capítulo 6), composto por duas unidades síncronas Diesel de (2x17,5 MVA) e (75 MVA) além de um parque eólico representado por uma aerogerador ASVV equivalente (8x2MW). Para as unidades síncronas adotaram-se os parâmetros definidos nas Tabelas A.1 e A.2. Quanto aos parâmetros da máquina ASVV estes são descritos na Tabela A.3. Os valores bases para o sistema são 100 MVA e 13,8 kV (lado de alta da rede elétrica).

Para os parâmetros das Tabelas A.1 e A.2 têm-se os modelos da máquina primária e reguladores de velocidade e tensão mostrados nas Figuras A.1, A.2 e A.3.

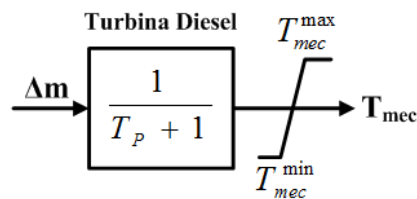


Figura A. 1 - Diagrama de bloco da Turbina Diesel (modelo simplificado).

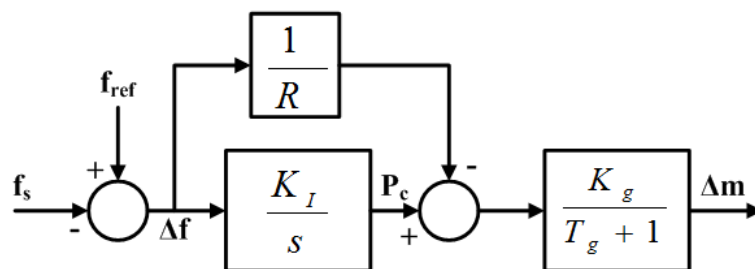


Figura A. 2 – Diagrama de bloco do regulador de velocidade.

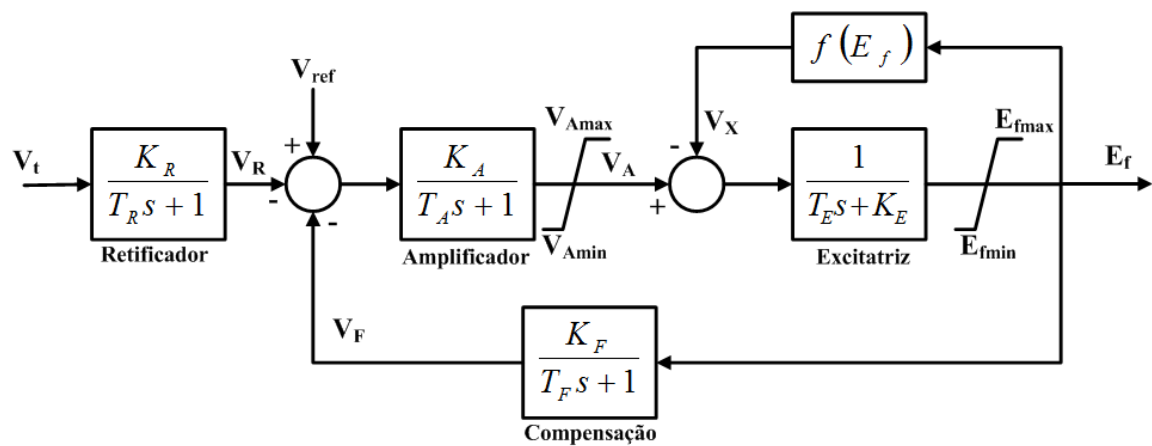


Figura A. 3 - Diagrama de bloco do sistema de excitação (IEEE tipo I).

Sistema síncrono nº 1 (Diesel):

Tabela A. 1 - Dados referentes à unidade síncrona Diesel Nº 01 ligada à rede elétrica*.

GERADOR SÍNCRONO Nº 01				
S_n (MVA)	V_n (kV)	R_s (p.u.)	X_d (p.u.)	X_q (p.u.)
75,0	13,8	0,0031	1,0500	0,9800
X'_d (p.u.)	X''_d (p.u.)	X'_q (p.u.)	X''_q (p.u.)	T'_{do} (s)
0,1850	0,1300	0,3600	0,1300	6,1000
T''_{do} (s)	T''_{qo} (s)			
0,0380	0,0990			
MÁQUINA PRIMÁRIA (DIESEL)				
T_p (s)	H_D (s)			
1,0000	4,1900			
REGULADOR DE VELOCIDADE				
R (p.u.Hz/p.u.MW)	K_I	K_g	T_g (s)	
0,0500	30,0000	1,0000	0,0800	
REGULADOR DE TENSÃO (IEEE TIPO I)				
K_R	T_R (s)	K_A	T_A (s)	K_F
1,0000	0,0500	40,0	0,0500	0,0200
T_F (s)	K_E	T_E (s)	E_{min} (p.u.)	E_{max} (p.u.)
0,92	0	0,65	-7	6

*Os valores em p.u. estão na base da máquina ($S_b = 75$ MVA e $V_b = 13,8$ kV)

Sistema síncrono nº 2 (Diesel):

Tabela A. 2 - Dados referentes à unidade síncrona Diesel Nº 02 ligada à rede elétrica.

PARÂMETROS DO GERADOR SÍNCRONO Nº 02				
S_n (MVA)	V_n (kV)	R_s (p.u.)	X_d (p.u.)	X_q (p.u.)
2x17.5	13,8	0,0014	1,4	1,372
X'_d (p.u.)	X''_d (p.u.)	X'_q (p.u.)	X''_q (p.u.)	T'_{do} (s)
0,231	0,118	0,800	0,118	5,5

T''_{do} (s)	T''_{qo} (s)			
0,050	0,190			
PARÂMETROS DA MÁQUINA PRIMÁRIA (DIESEL)				
T_p (s)	H_D (s)			
1,0	4,19			
PARÂMETROS DO REGULADOR DE VELOCIDADE (CONTROLE PRIMÁRIO E SECUNDÁRIO)				
R (p.u.Hz/p.u.MW)	K_I	K_g	T_g (s)	
0,05	30,00	1,00	0,08	
PARÂMETROS DO REGULADOR DE TENSÃO (IEEE TIPO I)				
K_R	T_R (s)	K_A	T_A (s)	K_F
1,0	0,05	40	0,05	0,02
T_F (s)	K_E	T_E (s)	E_{min} (p.u.)	E_{max} (p.u.)
0,92	0	0,65	-7	6

* Os valores em p.u. estão na base da máquina ($S_b = 35$ MVA e $V_b = 13,8$ kV)

Parque Eólico:

Tabela A. 3 - Dados referentes ao aerogerador ASVV ligado na rede elétrica.

ASVV (PRINCIPAIS GRANDEZAS)	
Potência Ativa Nominal – Pn	2 MW
Tensão Nominal – Vn	400 V
Tensão do Barramento CC – Vcc:	725,77 V
Condensador do Barramento CC – C:	10000 μ F
Indutor do Chopper-boost – L:	10 mH
Tensão nominal do gerador elétrico – Vn	400 V

Parâmetros da Rede Elétrica:

Tabela A. 4 - Dados referentes ao aerogerador ASVV ligado na rede elétrica.

Barra inicial	Barr a Final	r (p.u.)	x (p.u.)	$b/2$ (p.u.)	Tap.	Tap _{msx}	Tap _{min}
1	4	0,1600	0,7400	0,007	-	-	-
1	6	0,2460	1,0360	0,0099	-	-	-
2	8	0,0	0,375	0,0	1,0	1,0	1,0
3	5	0,5640	1,2800	0,0	-	-	-
3	7	1,4460	2,1000	0,0	-	-	-
4	6	0,1940	0,8140	0,0076	-	-	-
4	7	0,0	0,2660	0,0	0,90	1,0	0,900
5	6	0,0	0,6000	0,0	0,97	1,0	0,900
7	8	0,2898	0,4156	0,0	-	-	-

*Os parâmetros em p.u. estão na potência base de 100 MVA e tensão base de 13,8 kV.

Tabela A. 5 – Dados de carregamento da rede elétrica

Vt (pu)	Fase (grau)	Pg	Qg	Pc	Qc
1,000000	0,000000	32,356946	29,924220	0,000000	0,000000
1,000000	1,358257	16,000000	0	0,000000	1,635470
1,000000	4,346607	25,000000	1,498205	0,000000	0,000000
0,844775	-5,412953	0,000000	0	0,000000	4,440892e-14
0,869260	-9,599428	0,000000	0	15,000000	9,000000
0,814296	-10,309960	0,000000	0	25,000000	2,500000
0,975431	-6,373833	0,000000	0	27,500000	6,500000
1,007920	-2,054493	0,000000	0	0,000000	0

ANEXO B

DIAGRAMA DE BLOCO DOS PRINCIPAIS OBJETOS IMPLEMENTADOS EM SIMULINK

O presente anexo descreve os modelos de todo o sistema da rede teste, incluindo sistema multimáquinas em conjunto com os principais elementos dinâmicos, tais como, unidades síncronas, com as respectivas malhas de controle, e o parque eólico, foram implementados utilizando-se da ferramenta computacional, Simulink/Matlab.

A Figura B.1 mostra os blocos principais da estrutura geral do modelo.

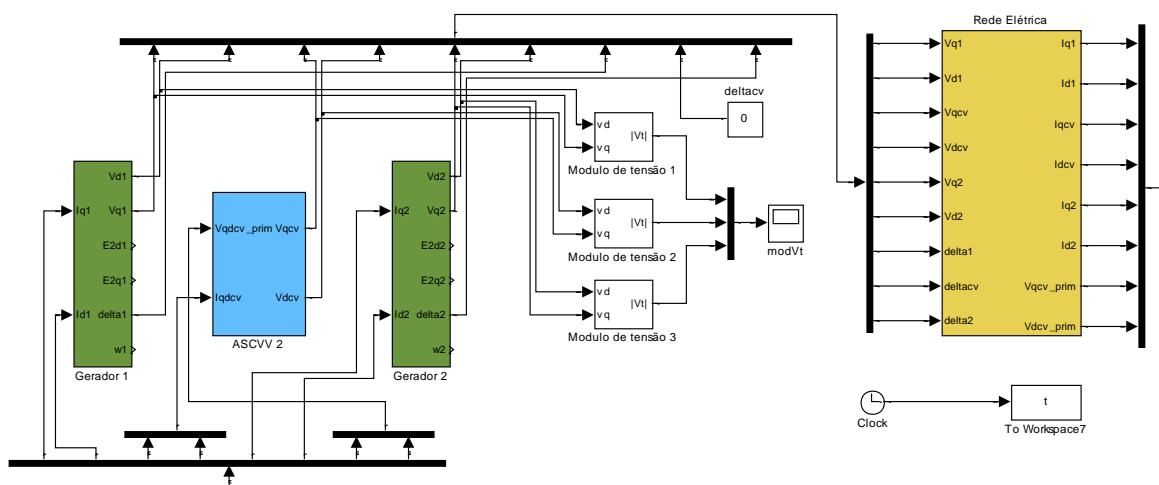


Figura B. 1- Unidades síncronas, ASVV e rede teste implementados em Simulink/Matlab.

Os principais blocos do modelo na Figura B.1 são nada mais que uma abstração dos principais elementos presentes na rede teste, conforme mostra a Figura B.2.

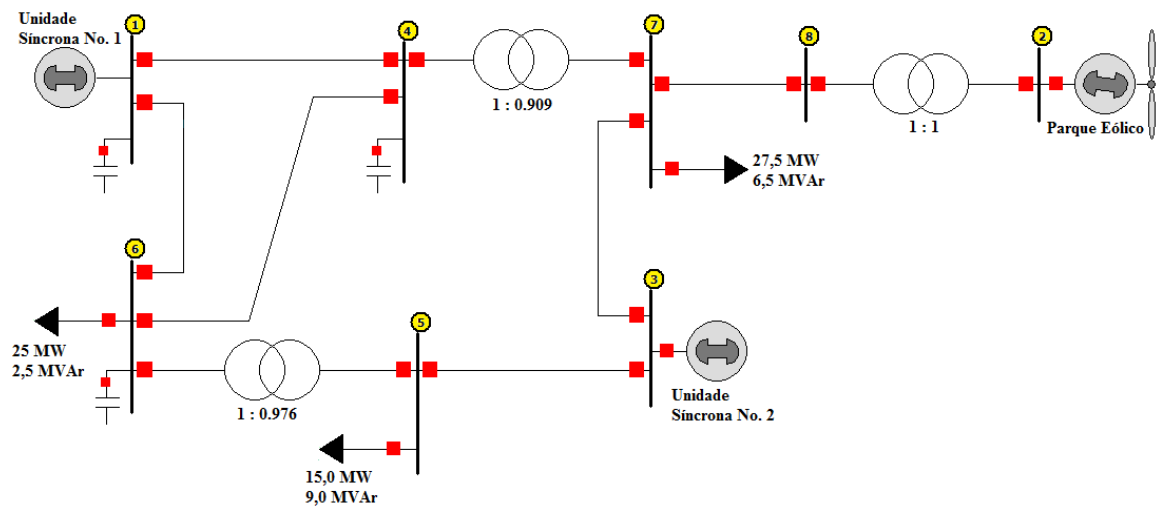


Figura B. 2– Rede elétrica teste

Os dois sub-blocos “Gerador 1” e “Gerador 2”, em verde, representam os modelos das unidades síncronas 1 e 2 conectados às barras 1 e 3 da rede elétrica. O sub-bloco “ASVV”, em azul, representa o modelo do parque eólico com seus respectivos controles. Por último, tem-se o sub-bloco da rede elétrica, em laranja.

Expandindo-se cada sub-bloco, tem-se modelos mais detalhados de cada um destes, como por exemplo as unidades síncronas, representadas pelos sub-blocos “Gerador 1” e “Gerador 2”. Modelos mais detalhados destes são mostrados na Figura B.3.

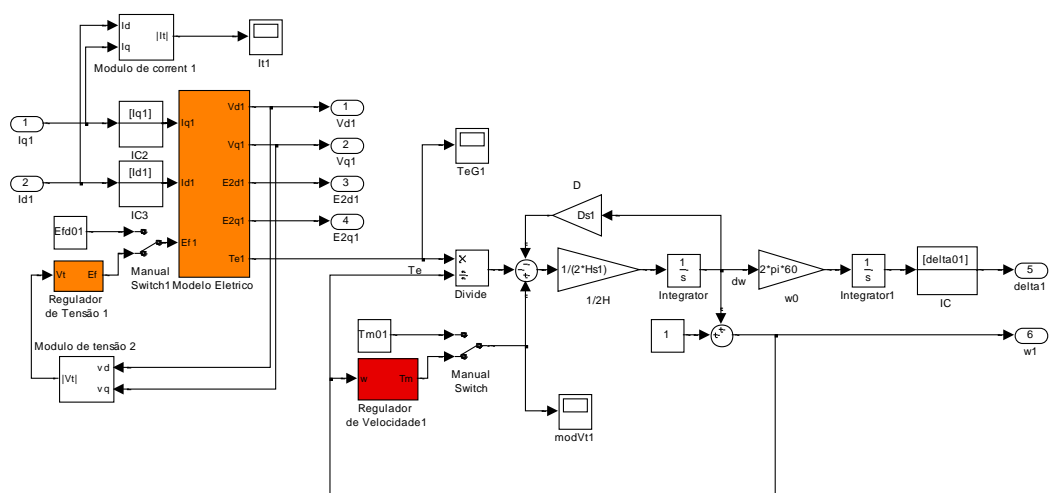


Figura B. 3 - Sub-bloco das unidades síncronas

Na Figura B.3, observa-se o modelo eletromecânico do gerador com suas respectivas malhas de controle. A subdivisão deste se dá entre as equações de balanço mecânico da máquina e as equações elétricas desta, descritas no sub-bloco “*Modelo Elétrico*”, conforme mostra a Figura B.4.

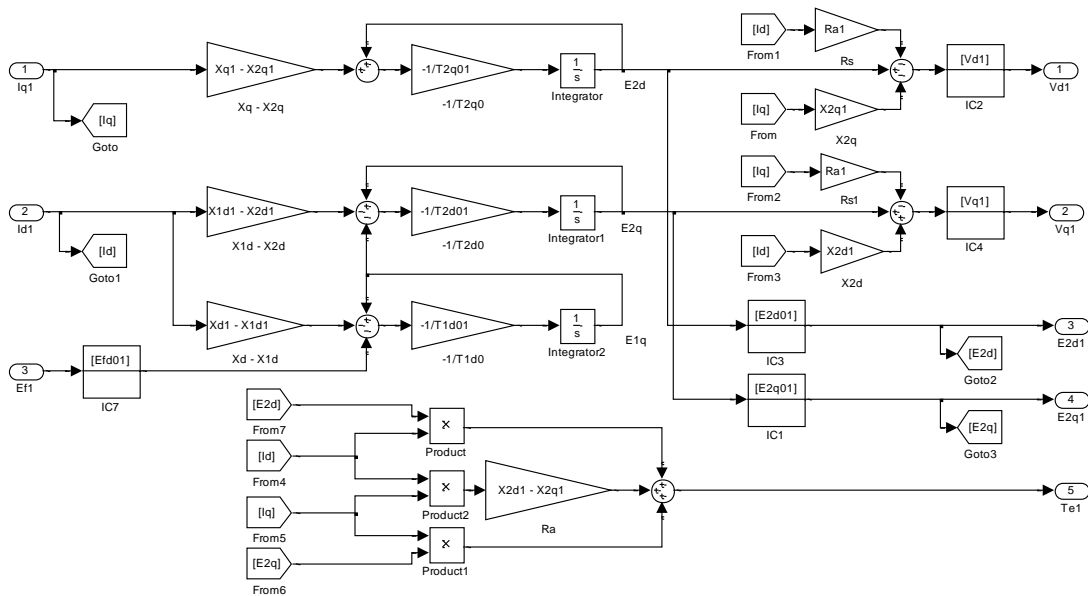


Figura B. 4 - Sub-bloco “Modelo Elétrico” das unidades síncronas.

Os sub-blocos representando as malhas de controle dos reguladores de tensão e velocidade são descritos na Figura B.5 e B.6.

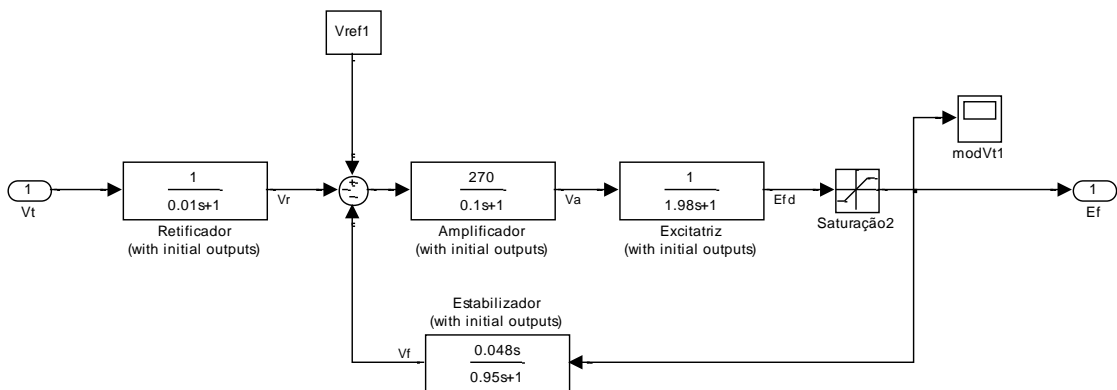


Figura B. 5 - Sub-bloco “Regulador de Tensão” das unidades síncronas.

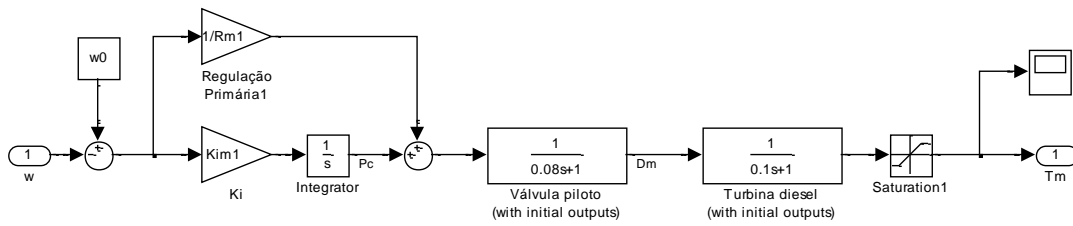


Figura B. 6 - Sub-bloco “Regulador de Velocidade” das unidades síncronas.

O parque eólico é modelado através do sub-bloco “ASCVV”, conforme mostra a Figura

B.7

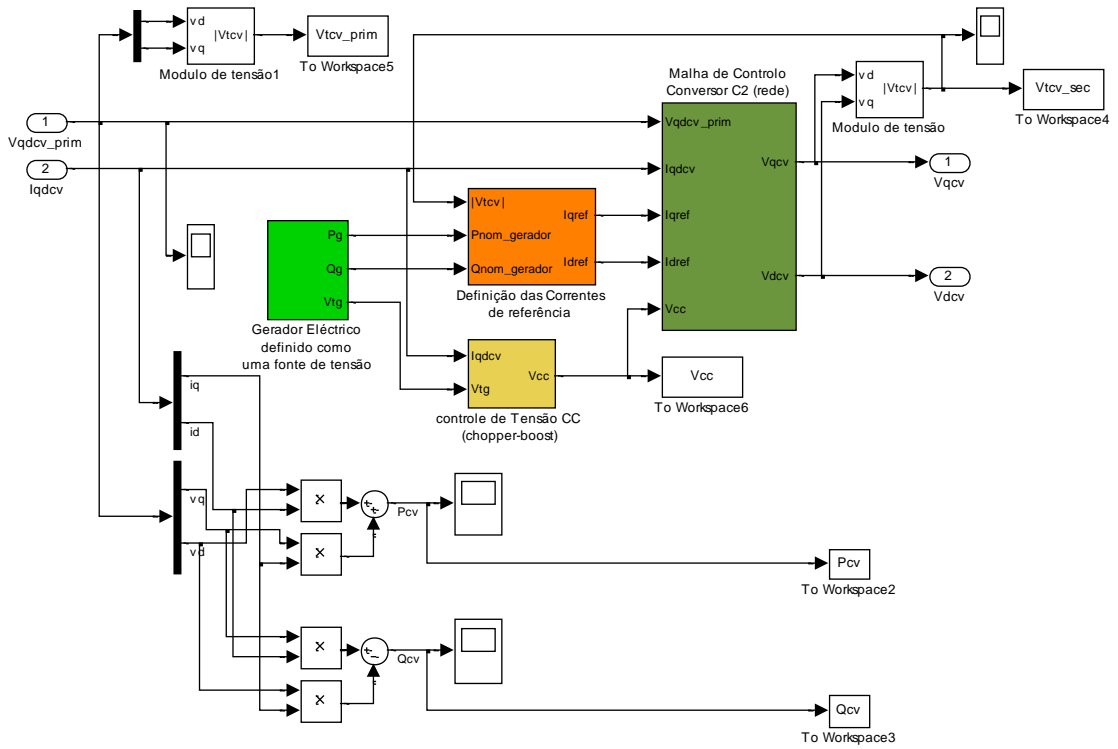


Figura B. 7 – Modelo SCVV

Por fim, atrelado às unidades geradoras, tem-se a rede elétrica, cuja representação é descrita na Figura B.8.

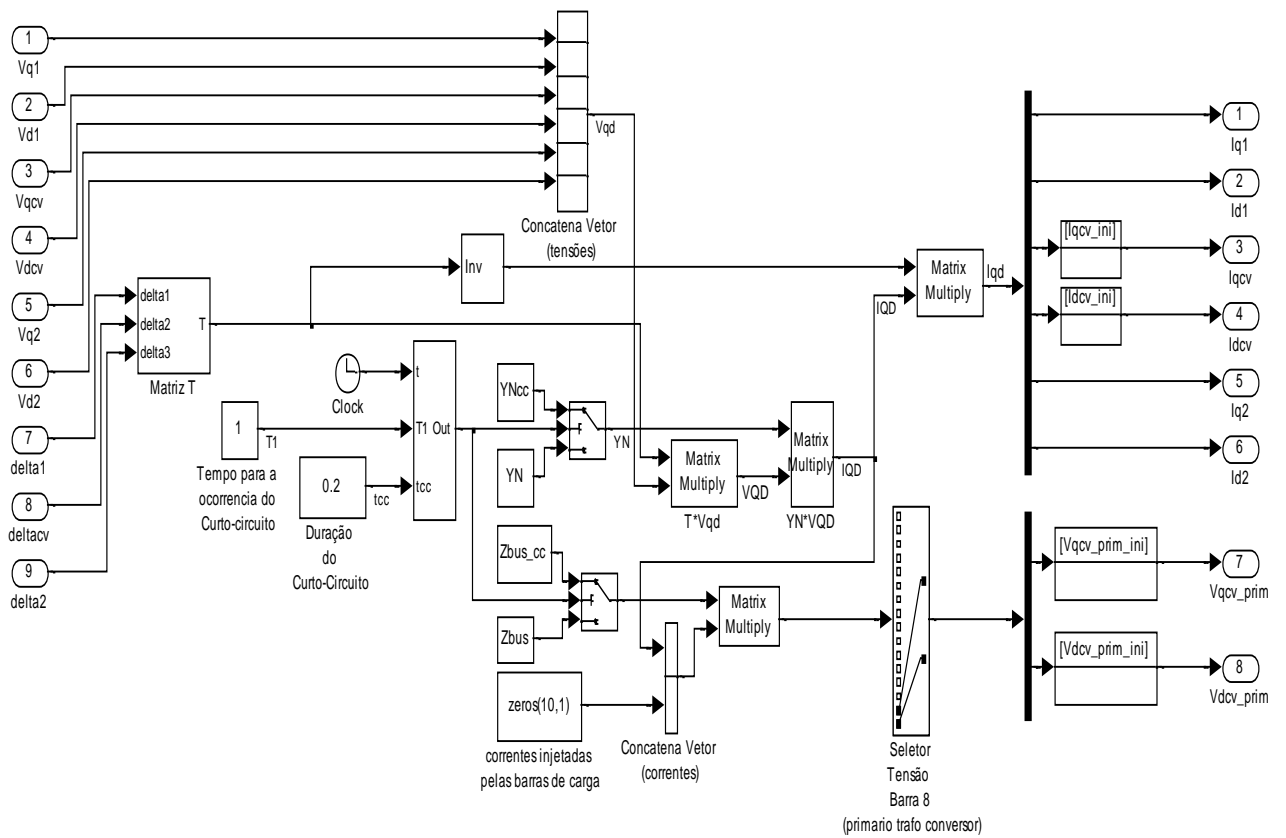


Figura B. 8 – Modelo da rede elétrica