Universidade de São Paulo
Escola de Engenharia de São Carlos
Departamento de Engenharia Elétrica

NATÁLIA MOREIRA JACOB

**Estudo do fluxo de potência de um gerador de
indução de dupla alimentação atuando em um
sistema de geração eólico-elétrica**

São Carlos

2013

NATÁLIA MOREIRA JACOB

Estudo do fluxo de potência de um gerador de indução
de dupla alimentação atuando em um sistema de
geração eólico-elétrica

Dissertação apresentada à Escola de Engenharia
de São Carlos, da Universidade de São Paulo,
como parte dos requisitos para a obtenção do
título de Mestre em Ciências, Programa de
Engenharia Elétrica.

Área de Concentração: Sistemas Dinâmicos
Orientador: Prof. Dr. Diógenes Pereira Gonzaga

São Carlos

2013

Trata-se da versão corrigida da dissertação. A versão original se encontra disponível na EESC/USP que aloja o Programa de Pós-Graduação de Engenharia Elétrica.

AUTORIZO A REPRODUÇÃO TOTAL OU PARCIAL DESTA TRABALHO,
POR QUALQUER MEIO CONVENCIONAL OU ELETRÔNICO, PARA FINS
DE ESTUDO E PESQUISA, DESDE QUE CITADA A FONTE.

J15e Jacob, Natália Moreira
Estudo do Fluxo de potência de um gerador de
indução de dupla alimentação atuando em um sistema de
geração eólico-elétrica / Natália Moreira Jacob;
orientador Prof. Diógenes Pereira Gonsaga . São Carlos,
2013.

Dissertação (Mestrado) - Programa de Pós-Graduação
em Engenharia Elétrica e Área de Concentração em
Sistemas Dinâmicos -- Escola de Engenharia de São
Carlos da Universidade de São Paulo, 2013.

1. Fluxo de potência. 2. Turbina eólica. 3. Gerador
de indução de dupla alimentação. 4. Escorregamento. 5.
Sistema de Potência. I. Título.

FOLHA DE JULGAMENTO

Candidata: Engenheira **NATÁLIA MOREIRA JACOB**.

Título da dissertação: "Estudo do fluxo de potência de um gerador de indução de dupla alimentação atuando em um sistema de geração eólico-elétrica".

Data da defesa: 03/04/2013

Comissão Julgadora:

Resultado:

Prof. Associado **Diógenes Pereira Gonzaga (Orientador)**
(Escola de Engenharia de São Carlos/EESC)

Aprovada

Prof. Dr. **Manoel Luís de Aguiar**
(Escola de Engenharia de São Carlos/EESC)

Aprovada

Prof. Dr. **Renato Crivellari Creppe**
(Universidade Estadual Paulista "Júlio de Mesquita Filho"/UNESP-Bauru)

Aprovada

Coordenador do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica e Presidente da
Comissão de Pós-Graduação:

Prof. Titular **Denis Vinicius Coury**

Assinatura do Coordenador do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica e Presidente da Comissão de Pós-Graduação

Ao meu pai Isaac Jacob.

À minha mãe Neide Ana Jacob.

AGRADECIMENTOS

Ao Prof. Dr. Diógenes Pereira Gonzaga pela orientação, oportunidade de aprendizado e confiança depositada, além da dedicação e paciência durante o desenvolvimento deste trabalho.

Ao Departamento de Engenharia Elétrica da Escola de Engenharia de São Carlos da Universidade de São Paulo, pela oportunidade de realização do curso de mestrado, e à CAPES pelo apoio financeiro.

Aos meus pais, Isaac Salomão Jacob e Neide Ana Alves Moreira Jacob, à minha irmã, Sâmia, e ao meu namorado Thomaz, pelo importante e constante apoio.

Aos demais professores e funcionários do Departamento de Engenharia Elétrica de São Carlos da Universidade de São Paulo e a todos aqueles que, direta ou indiretamente, contribuíram para a realização deste trabalho.

RESUMO

JACOB, N. M. **Estudo do fluxo de potência de um gerador de indução de dupla alimentação atuando em um sistema de geração eólico-elétrica.** 2013, 123 f. Dissertação (Mestrado) – Escola de Engenharia de São Carlos, Universidade de São Paulo, São Carlos, 2013.

A captação de energia eólica tem sido alvo de estudos em todo o mundo nas últimas décadas devido aos incentivos pela busca por geração de energia por meio de fontes alternativas. A configuração mais utilizada atualmente são as turbinas de três pás com eixo horizontal, upwind, operando com velocidade variável com limitação de potência por variação de passo, e utilizando o gerador de indução de dupla alimentação. A operação em velocidade variável com atuação no ângulo de passo permite a máxima captação de energia para as diferentes velocidades de vento, enquanto evita que a turbina ultrapasse o seu valor nominal de potência. O uso de conversores permite o controle das correntes do rotor, variando sua velocidade, e o controle da potência reativa de estator, e a montagem do tipo back-to-back permite que o fluxo de energia do rotor flua para a rede ou da rede. A modelagem matemática do sistema foi toda referenciada no referencial síncrono com notação vetorial e orientação de fluxo de rede, simplificando os modelos matemáticos. Para a montagem dos controladores foi utilizado o método de Controle de Modelo Interno e de Resistência Ativa. A montagem de todo o sistema para simulação foi realizada no Matlab/Simulink, e seu desenvolvimento é mostrado no decorrer do trabalho. Este trabalho analisa o fluxo de energia do sistema, desde a energia captada pelo vento até a energia entregue à rede. Para isso, são feitas análise dos fluxos das potências ativa e reativa do sistema, para fator de potência unitário, indutivo e capacitivo e para os mais recorrentes comportamentos do vento. Também são feitas análises a respeito dos regimes de operação do sistema, definidos a partir da relação entre os fluxos de potência, concluindo que a máquina poderá operar como gerador ou motor, devido principalmente à intensidade da variação do vento.

Palavras-chave: fluxo de potência; turbina eólica; gerador de indução dupla alimentação; escorregamento; sistema de potência.

ABSTRACT

JACOB, N. M. Study of variation of power flow of a doubly-fed induction generator acting on a wind power generation system. 2013, 123 f. Dissertação (Mestrado) – Escola de Engenharia de São Carlos, Universidade de São Paulo, São Carlos, 2013.

The use of wind energy has been the subject of studies around the world in recent decades due to the incentives to search for power generation through alternative sources. The most widely used configuration has been the three blades with horizontal axis and upwind turbine, operating in variable speed with power limitation by varying the pitch angle, and using the doubly fed induction generator configuration. The variable speed operation with power limitation enable for maximum energy harvesting for different wind speeds and prevents the turbine exceeds its nominal power. The use of converters allows for control of the rotor currents, varying the speed, and stator reactive power, and assembling type back-to-back allows for the rotor energy flux to flow into and out of the grid. Mathematical modeling of the whole system was referenced in the synchronous reference frame with vector notation and oriented by the grid flux, simplifying the mathematical models. For installation of the drivers, were used the Internal Model Control and Active Damping methods. The assembly of the entire system for simulation was conducted on Matlab / Simulink, and its step to step is shown in this work. This study analyzes the energy flow of the system, from the energy harvest from de wind to the energy delivered to the grid. To reach this, flow analysis of active and reactive power of the system is done, using unity, inductive and capacitive power factor, for the most recurrent wind behaviors. Analysis are made about the operation regimes of the system, defined as the relationship between the power flows, concluding that the machine can operate as a generator or motor, mainly due to the variation of the wind intensity.

Keywords: power flow; wind turbine; doubly-fed induction generator; slipping; power system.

LISTA DE SÍMBOLOS

A	Área de varredura das pás da turbina [m ²]
C	Capacitor [F]
C_p	Coeficiente de potência
D_v	Densidade de potência do vento [W/m ²]
E_C	Energia armazenada no capacitor [J]
E_g	Tensão da rede [V]
f	Frequência da rede [Hz]
i_1, i_2, i_f, i_g	Corrente de estator, rotor, filtro e rede no referencial 0dq [A]
J_t	Momento de inércia da turbina refletido para os terminais do gerador [kg.m ²]
J_T, J_g, J	Momento de inércia da turbina, do gerador, e do sistema [kg.m ²]
K	Relação de transmissão
L_σ	Indutância de dispersão [H]
L_f	Indutância do filtro de rede [H]
L_m	Indutância de magnetização [H]
N	Velocidade síncrona do gerador [rpm]
P_1, P_2, P_f, P_g	Potência ativa de estator, rotor e rede [W]
P_m	Potência mecânica disponível no eixo do gerador [W]
P_p	Pares de pólos do gerador
P_t	Potência disponível no eixo da turbina [W]
Q_1, Q_2	Potência reativa de estator e rotor [Var]
R_1, R_2, R_f	Resistência de estator, rotor e filtro [Ω]
R_t	Comprimento das pás da turbina [m]
s	Escorregamento
S_1, S_2	Potência aparente de estator e de rotor [VA]
T_e	Torque elétrico do gerador [Nm]
T_m	Torque mecânico no eixo do gerador [Nm]

T_t	Torque disponível no eixo da turbina [Nm]
v	Velocidade do vento [m/s]
v_1, v_2, v_f, v_g	Tensão de estator, rotor, filtro e rede no referencial 0dq [V]
v_{cc}	Tensão contínua do barramento cc [V]
β	Ângulo de passo [°]
ψ_1, ψ_2, ψ_g	Fluxo de estator, de rotor e de rede no referencial 0dq [Wb]
ψ_m	Fluxo de magnetização [Wb]
ρ	Densidade do ar [kg/m³]
θ_1	Ângulo referente a tensão de estator [°]
θ_g	Ângulo referente ao fluxo de rede [°]
λ	Velocidade específica da turbina
ω_1	Velocidade síncrona [rade/s]
ω_2	Velocidade de escorregamento [rade/s]
ω_{rm}	Velocidade mecânica do rotor do gerador [rad/s]
ω_t	Velocidade de rotação do eixo da turbina [rad/s]

SUMÁRIO

Capítulo 1

Introdução	21
1.1 Histórico das turbinas eólicas	21
1.2 Energia eólica no brasil e no mundo.....	22
1.3 Disposição do trabalho	24

Capítulo 2

Energia eólica.....	25
----------------------------	-----------

Capítulo 3

Turbinas eólicas	28
3.1 Estrutura física da turbina	30
3.2 Princípios de operação e controle das turbinas eólicas.....	31
3.2.1 Limitação de potência.....	31
3.2.2 Operação em velocidade fixa ou variável.....	33
3.2.3 Tipo de gerador.....	33
3.2.4 Conexão à rede	34
3.2.5 Aplicação dos conversores	34
3.2.6 Ajuste da velocidade de rotação da turbina	34
3.3 Topologias de turbinas.....	35
3.2.7 Topologia gida em turbinas	39

Capítulo 4

Modelagem matemática do sistema	43
4.1. Modelagem matemática da turbina.....	43
4.2. Modelagem matemática do gida	49
4.2.1 Transformação de referenciais.....	49
4.2.2 Modelagem matemática do gida nas variáveis $0dq$	52
4.2.3 Orientação de fluxo.....	57
4.3. Modelagem matemática da rede	62
4.4. Modelagem matemática da caixa de transmissão	65
4.5. Modelagem matemática do filtro da rede	67

4.6. Modelagem matemática do barramento cc	69
--	----

Capítulo 5

Desenvolvimento dos controladores.....	71
---	-----------

5.1 Controle de modelo interno	73
5.2 Resistência ativa	75
5.3 Controlador do ângulo de passo da turbina	76
5.4 Conversor do lado do rotor	79
5.4.1 Controle de velocidade	80
5.4.2 Controle de potência	83
5.4.3 Controle de corrente	84
5.5 Conversor do lado da rede	87
5.5.1 Controle de tensão do barramento cc.....	88
5.5.2 Controle de corrente do filtro de rede	90
5.6 Sistema de geração eólico-elétrica	92

Capítulo 6

Fluxo de potência no sistema	94
---	-----------

Capítulo 7

Regimes de operação do sistema	98
---	-----------

7.1 Análise do torque	98
7.2 Análise do escorregamento	99

Capítulo 8

Simulação do sistema	102
-----------------------------------	------------

8.1 Modelagem do vento	102
8.2 Fator de potência unitário	104
8.2.1 Vento constante com valor abaixo do nominal (v_{c1}).....	106
8.2.2 Vento constante com valor acima do nominal (v_{c2}).....	108
8.2.3 Vento em rampa crescente com aceleração $0,26 \text{ m/s}^2$ (v_{rp1}).....	109
8.2.4 Vento em rampa crescente com aceleração $0,84 \text{ m/s}^2$ (v_{rp2}).....	112
8.2.5 Vento em rampa decrescente com aceleração $0,26 \text{ m/s}^2$ (v_{rp1})	114
8.2.6 Vento em rajada.....	116

8.3 Fator de potência 0,92 atrasado	119
8.4 Fator de potência 0,92 adiantado	121

Capítulo 9

Conclusão	124
------------------------	------------

REFERÊNCIAS.....	119
-------------------------	------------

Capítulo 1

Introdução

No mundo todo, o aumento do uso de energias renováveis na matriz energética vem sendo amplamente abordado pela mídia. Num futuro próximo, as fontes alternativas poderão suprir o crescimento sócio-econômico das nações com energia elétrica abundante e de baixo custo, contribuindo para melhorar a qualidade de vida de mais de dois bilhões de pessoas que vivem hoje sem energia elétrica. Frente a esse fato, vários estudos têm sido iniciados em busca de melhoria e desenvolvimento nesta área, destacando-se os estudos sobre geração eólico-elétrica, que justifica a sua atual preferência por se destacar em pré-requisitos importantes para uma fonte de energia viável para o homem e para o planeta (AWEA, 2005).

Uma vantagem pouco mencionada na literatura é o fato de as turbinas eólicas não necessitarem de água para produção de eletricidade, tanto para força quanto para resfriamento, como é o caso das hidroelétricas e termoeleétricas, incluindo as nucleares, podendo ser instaladas em regiões secas. Outros principais benefícios seriam a não emissão de gases de efeito estufa, independência da variação dos preços de combustíveis, possibilidade de uso do terreno para outros fins, regime do vento complementar ao regime hidrológico.

A desvantagem mais evidente seria a necessidade de uma grande área devido à baixa densidade de energia contida nos ventos. Outras desvantagens podem ser a poluição visual, cintilação luminosa, ruído, alto custo inicial, difícil previsibilidade da velocidade do vento, instalação em rotas de pássaros (SALLES, 2009).

1.1 Histórico das Turbinas Eólicas

Os primeiros parques eólicos eram conectados diretamente em sistemas de distribuição ou subtransmissão de energia elétrica, sendo eles consideradas como geração distribuída. Porém, com o aumento da potência elétrica gerada, muitos parques eólicos modernos

passaram a ser conectados diretamente no sistema de transição, sendo considerada geração centralizada de energia elétrica (ACKERMANN, 2005).

A primeira indicação de utilização de uma turbina eólica para prover energia mecânica, remonta do século VII, na Pérsia, quando máquinas rudimentares de eixo vertical e roda de pás horizontal eram usadas para moer grãos. Porém, a primeira turbina eólica operada automaticamente para geração de energia elétrica foi construída por Charles Brush, em 1888 (SILVA, J. L., 2009).

No início, as turbinas eram compostas por geradores de indução com rotor em gaiola, e conectados à rede, conexão esta conhecida como de velocidade fixa. Este tipo de conexão necessita de capacitores conectados ao estator do gerador para regular sua tensão nominal, bem como excitar o gerador. Logo foi introduzida a operação com velocidade variável, permitindo uma otimização entre a velocidade do vento e do rotor, resultando em uma máxima eficiência, e sem necessidade de compensação. Além disso, este tipo de conexão, principalmente para geradores de indução, tende a melhorar a estabilidade do sistema, já que são inseridos sistemas de controle (variação do passo, potência, velocidade, fator de potência) da máquina por meio dos conversores de potência (SOUZA, 2012). De acordo com estudos realizados, a produção de energia sempre é maior em geradores com velocidade variável, sendo estes então uma tendência (SILVA, J. L., 2009).

Não há um consenso sobre qual o tipo mais adequado de gerador elétrico para equipar turbinas eólicas modernas. Analisando-se a penetração de mercado dos principais fabricantes mundiais em 2008, constata-se que o gerador de indução duplamente alimentado é ainda o mais vendido. Os geradores síncronos com ímãs permanentes de fluxo radial ou os geradores síncronos com excitação elétrica, ainda possuem penetração de mercado limitada (SALLES, 2009).

1.2 Energia Eólica no Brasil e no Mundo

Na última década, o interesse pelo uso da energia eólica cresceu consideravelmente. Isto se deve às preocupações com as questões ambientais, incentivadas pelo atendimento às metas do Protocolo de Kyoto, ao fator de escala que a geração eólica incorpora devido à possibilidade da instalação de parques eólicos com centenas de megawatts de capacidade e à

redução crescente dos custos de produção dos equipamentos, em função do avanço da tecnologia (SILVA, 2006).

Segundo o grupo de estudos de recursos eólicos, chamado “Wind Force 12” da “European Wind Energy Association” (EWEA), estima-se que até o ano de 2020, 12% do consumo mundial de eletricidade será suprido por fontes eólicas, movimentando um mercado anual de 80 bilhões de Euros, empregando 2,3 milhões de trabalhadores por ano e evitando a emissão acumulada de 10,77 bilhões de toneladas de gás carbônico, sendo 1,83 bilhões anualmente evitados. Estima-se também uma redução do custo do kWh gerado, bem como do custo de instalação. Essas previsões colocam a energia eólica numa posição de destaque para o futuro do suprimento de eletricidade no mundo.

30% de toda capacidade nova anual instalada na União Européia, entre 2002 e 2006, foi de geração de energia eólica, atingindo um patamar de primeira posição na instalação de novas gerações de energia em 2008. Na América do Norte, a instalação de parques eólicos se intensificou a partir do ano de 2005, sendo que os EUA se tornaram, em 2008, o país com a maior capacidade instalada de geração de energia eólica do mundo. Na América do Sul, o país que mais investiu neste seguimento foi o Brasil, atingindo 417 MW de capacidade instalada em agosto de 2009. No entanto, este número representa apenas 0,4% da capacidade total (EWEA, 2012).

Em países densamente povoados, próximos a mares de águas rasas, como é o caso e muitos países a noroeste da Europa, observa-se a construção de vários parques eólicos “offshore”, em que as turbinas são instaladas em alto mar. As principais vantagens destes parques são a redução de problemas com a poluição visual e sonora e a ocorrência de ventos mais estáveis, com elevadas médias anuais, resultando em maior produção anual de energia. As principais desvantagens são os custos das turbinas para áreas costeiras, o custo da instalação no mar e as longas distâncias a serem percorridas pelas linhas de transmissão até o ponto de acoplamento com a rede elétrica (SILVA, 2006).

O Brasil instituiu pela lei 10.438, de abril de 2002, o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA), que criou um programa gerenciado pela Eletrobrás com a finalidade de colocar parques eólicos em operação.

O potencial total de geração de energia eólica no Brasil, considerando ventos a 50 m de altura, equivale a mais de 10 usinas de Itaipu (14 GW), totalizando 143,4 GW. Esperam-se ainda acréscimos consideráveis para os estudos que vão verificar ventos a 100 m de altura. Apesar de todo o potencial de geração de energia eólica disponível no Brasil, a capacidade instalada, por região, é, ainda, muito baixa.

Atualmente existem dois fabricantes de turbinas eólicas de grande porte instalados no Brasil, e está também instalado no Brasil o segundo maior fabricante de pás para turbinas eólicas de grande porte do mundo (CRESESB,2001). Os leilões específicos para contratação de energia eólica vêm impulsionando este mercado. Diante deste quadro, outros fabricantes de turbinas eólicas manifestam interesse em instalar, em médio prazo, novas fábricas no Brasil, sendo que alguns já mantêm escritórios para importação. Assim sendo, é de se esperar nos próximos anos um aumento significativo no uso da energia eólica no Brasil e uma diversificação das tecnologias das turbinas utilizadas (SALLES, 2009).

1.3 Disposição do trabalho

O objetivo principal deste trabalho é analisar os fluxos de potência ativa e reativa do sistema, quando este opera sob diversos regimes de vento. O texto, então é dividido em:

- análise da energia eólica e captação da energia dos ventos pela turbina;
- análise das topologias de turbina mais utilizadas atualmente;
- modelagem matemática do sistema, incluindo seus controladores;
- análise do fluxo de potência ativa e reativa;
- análise do regime de funcionamento do sistema;
- análise dos resultados da simulação.

Capítulo 2

Energia Eólica

A energia eólica provém da radiação solar uma vez que os ventos são gerados pelo aquecimento não uniforme da superfície terrestre. O comportamento estatístico do vento ao longo do dia é um fator que é influenciado pela variação da velocidade do vento ao longo do tempo. Sendo assim, para avaliação da velocidade de vento em certo local, é necessário levar em consideração todos os parâmetros regionais que influenciam nas condições do vento, sendo os principais fatores: a temperatura, a variação da velocidade com a altura, a rugosidade do terreno, a presença de obstáculos na redondeza, o relevo (CRESESB, 2001).

- *Temperatura*: a temperatura da superfície forma um mecanismo local para geração de ventos, com variações sazonais de direção e intensidade;
- *Rugosidade*: a rugosidade do terreno é caracterizada pela vegetação, utilização da terra e construções. Considerando que as torres raramente ultrapassam 120 m de altura, a análise da rugosidade do terreno é fundamental para uma correta avaliação da velocidade do vento na altura em que o aerogerador será instalado;
- *Obstáculos*: os obstáculos também exercem grande influência sobre a velocidade dos ventos, podendo se manifestar com enfraquecimento, a partir de turbulência e sombra eólica, ou fortalecimento, a partir de compressão horizontal ou vertical.

Quanto maior a velocidade do vento, maior a densidade de potência (D_v) disponível do fluxo de ar. A relação cúbica entre a densidade de potência disponível do fluxo ar e a velocidade do vento é que justifica a necessidade do uso de anemômetros de precisão.

$$D_v = \frac{\rho}{2} v^3 \quad (2.1)$$

D_v = densidade de potência do vento [W/m²];

ρ = densidade do ar [kg/m³];

v = velocidade do vento [m/s].

Outro parâmetro importante na densidade de potência é a densidade do ar (ρ) na localidade de interesse. Normalmente se utiliza o valor correspondente ao ar seco, ao nível do mar, e sob temperatura de 15°C. Assim, em localidades com condições diferentes destas, as variações na densidade de ar devem ser consideradas (BURTON et al, 2001).

Para a implantação de uma usina eólica a primeira atividade a ser desenvolvida é a medição dos ventos, com período não inferior a um ano. Isso devido à sazonalidade e aleatoriedade dos ventos, sendo necessário identificar a regularidade do comportamento da velocidade e direção dos ventos. Na maioria dos casos, a medição da velocidade do vento é feita por um anemômetro e a direção por uma palheta. Após as medições é feito um tratamento estatístico dos ventos, obtendo-se um diagrama pelo qual se calcula uma função de densidade de probabilidade, que juntamente com a curva de potência gerada pela turbina são os dados básicos para a estimativa da energia elétrica a ser produzida anualmente.

O grande problema para se levantar o potencial eólico é o longo período de medição para que os dados colhidos sejam representativos do regime local de ventos. Sendo assim, a medição meteorológica, captada ao longo de décadas, poderia servir como um bom indicativo do potencial eólico, porém não apresenta valores precisos e quase sempre não é realizada no local de interesse. Uma outra forma, mais utilizada, é combinar os dados meteorológicos com condicionantes geográficas em simulações computacionais das massas de ar numa região de interesse. Em regiões em que já existem aerogeradores instalados, o potencial eólico pode ser representado pela sua produção anual de energia (KHON, 2001).

O Brasil é dividido em seis regiões geográficas em função da dinâmica atmosférica global e de suas características geográficas (CEPEL, 2001).

- *Bacia Amazônica*: velocidade média anual de 3,5 m/s, sendo 8 m/s na Serra da Pacaraima;
- *Zona Litorânea Norte-Nordeste*: velocidade média anual entre 5 m/s e 7,5 m/s, podendo chegar a 8 m/s e 9 m/s no litoral;
- *Zona Litorânea Nordeste-Sudeste*: média de 8 m/s e 9 m/s no Rio Grande do Norte e 3,5 m/s e 6 m/s no Rio de Janeiro;
- *Elevações Nordeste-Sudeste*: velocidades médias entre 6,5 m/s e 8 m/s, devido à compressão vertical;

- *Planalto Central*: velocidades médias entre 3 m/s e 4 m/s, chegando a 5 m/s e 6 m/s em seu limite sul.
- *Planalto do Sul*: médias entre 5,5 m/s e 6,5 m/s. Nas maiores elevações, pode chegar a 7 m/s.

O Brasil possui extensas áreas com potencial de aproveitamento eólico com aerogeradores de grande porte conectados a malha do sistema elétrico. De maneira geral, as melhores regiões para o aproveitamento eólico situam-se distantes das grandes usinas geradoras, nas extremidades do sistema elétrico. Além da localização vantajosa, a inserção de usinas eólicas na matriz energética nacional iria melhorar a estabilidade na produção de energia elétrica ao longo de todo ano por causa da complementaridade sazonal entre os regimes dos ventos e das chuvas. Em outras palavras, a geração eólica pode sustentar o sistema elétrico, predominantemente alimentado pela geração hídrica, nas estações secas do ano.

Verificam-se também em todo o território brasileiro, a menos da Bacia Amazônica, regiões com demandas isoladas, propensas para a utilização de sistema eólicos de pequeno porte, desconectados da malha elétrica (AMENDOLA, 2007).

Capítulo 3

Turbinas Eólicas

Nas turbinas eólicas que possuem pás fixas em um eixo central que pode girar livremente, as forças de sustentação atuantes em toda extensão das suas pás produzem um movimento de rotação e, conseqüentemente, um conjugado mecânico que, por meio do sistema de transmissão, aciona o eixo do gerador (HEIER, 1998).

A energia disponível para uma turbina eólica é a energia cinética associada a uma coluna de ar que se desloca a uma velocidade uniforme e constante. Esta coluna de ar incide na área circular coberta pelas pás da turbina. Logo, o ganho de energia da turbina pode ser expresso pela taxa de extração de energia cinética do tubo de ventos de entrada. Como há perda de parte de energia cinética ao passar pela turbina eólica, a velocidade do vento à montante é menor, e, como a vazão é constante, o tubo de vento à montante possui um diâmetro significativamente maior, conforme representado na figura 3.1 (NASCIMENTO, 1998).

A parte da energia cinética do vento “perdida” é a responsável pela energia mecânica que move o rotor da turbina. Sem a diminuição da velocidade do vento à montante da turbina, então, não há conversão de energia eólica em mecânica. Sendo assim, para que fosse extraída a máxima potência do vento, este, após a varredura das pás, deveria ser igual à zero. No entanto, isso não é possível, já que esse fato viola a Lei da Continuidade de Energia.

Figura 3.1: Variação da massa e da velocidade através da área de varredura das pás de uma turbina (MARQUES, 2004).

O físico alemão Albert Beltz, em 1919, deduziu que a quantidade máxima de energia cinética que pode ser extraída do vento por uma turbina eólica ideal é $16/27$ do total, quando a velocidade do vento a jusante é $1/3$ da velocidade do vento à montante. O limite de Beltz diz respeito a uma turbina ideal, sendo o valor extraído por uma turbina real, então, ainda menor (HANSEN, 1998; WORTMAN, 1983).

Para se conhecer a quantidade de energia eólica efetivamente convertida em elétrica por uma turbina eólica, torna-se necessário determinar as características operacionais do aerogerador a partir de testes realizados por órgãos credenciados e independentes. Os resultados são expressos em duas curvas: uma relacionada à potência elétrica de saída (curva de potência) e outra relacionada à eficiência da conversão eólico-elétrica (coeficiente de potência), ambas em função da velocidade do vento. Estas curvas, juntamente com a curva de distribuição de frequências da densidade de potência do vento de uma determinada região, tornam possível a predição da produtividade anual do aerogerador individual ou de toda a usina eólica (CEPEL, 2001).

a) Curva de Potência

A curva de potência indica o valor da potência elétrica de saída do aerogerador em função da velocidade do vento que incide em suas pás e permitem a identificação de diversas características operacionais, como:

- *Início da operação*: como os ventos fracos não contém quantidade significativa de energia, a geração ocorre com ventos a partir de certa velocidade, normalmente da ordem de 4 m/s;
- *Desligamento*: para segurança e para garantir a integridade do aerogerador, durante a ocorrência de ventos de velocidade superior a desligamento, normalmente 25 m/s, o aerogerador é freado e desligado da rede elétrica;
- *Religamento*: depois de desligado, o aerogerador somente é religado quando a intensidade do vento atingir um patamar seguro;
- *Características nominais*: na velocidade nominal do vento, a potência atinge o seu valor nominal. A partir desta velocidade o sistema de limitação de potência deve atuar;
- *Tipo de sistema de controle de potência*: a forma de operação e de limitação de potência do gerador podem ser identificadas a partir da curva de potência.

b) Coeficiente de Potência

O coeficiente de potência (C_p) representa a eficiência do aerogerador em captar e converter energia eólica em elétrica e é determinado pela relação entre a potência elétrica de saída e a potência disponível no vento.

O coeficiente de potência depende do ângulo de passo das hélices e da relação linear entre a velocidade do vento e a velocidade da ponta da hélice (velocidade específica). Durante o projeto de uma turbina eólica de grande porte tem-se buscado a minimização do custo de geração, o que resulta em coeficientes de potência de valor médio da ordem de 0,2 a 0,5.

3.1 Estrutura física da turbina

Fisicamente, a estrutura das turbinas tem evoluído de forma a buscar máxima eficiência na captação da energia do vento. Dentre os vários tipos de estruturas existentes, os tópicos seguintes citam as principais características:

a) Posição do rotor em relação à torre

As turbinas com eixo horizontal podem ser classificadas quanto à posição do rotor em relação à torre, como upwind e downwind (BURTON, 2001; KHRON, 2011).

- *Downwind*: o vento incide na área de varredura do rotor para trás da turbina eólica. Possui a vantagem teórica que é o fato de não necessitarem de um mecanismo para direcionamento da turbina em relação ao vento, e a desvantagem é a turbulência causada no vento pela torre da turbina.
- *Upwind*: o vento incide na área de varredura do rotor pela frente da turbina. A principal vantagem deste tipo de turbina é que elas evitam o distúrbio no vento causado pela torre. Devido a este fato, a maior parte das turbinas eólicas utilizadas atualmente é *upwind*. As desvantagens são a passagem periódica das pás pela torre, que causam pulsações de torque na turbina eólica.

b) Quantidade de pás

A questão do número de pás está indiretamente relacionada à relação entre a velocidade do eixo e a velocidade na ponta das pás da turbina. As turbinas com operação em baixa velocidade requerem uma varredura bastante sólida, podendo necessitar de até 30 pás. Por outro lado, as que operam em alta velocidade são construídas normalmente com três pás. Outro fator importante que contribui para a utilização de um baixo número de pás é o alto custo deste componente.

O rotor com três pás é o mais utilizado atualmente. Este tipo de configuração possui uma distribuição mais balanceada do peso sobre a área de varredura do rotor, sendo, então, dinamicamente mais estável, reduzindo a carga mecânica nos componentes da turbina, principalmente na torre e no conjugado de acionamento (GASH; TWELE, 2002).

As turbinas eólicas de eixo horizontal, upwind e três pás são as mais utilizadas atualmente, e podem chegar a converter até 50% da potência total do vento em potência mecânica. Este tipo de turbina é movido pela força de sustentação apresentando alta velocidade e baixo torque se comparada às turbinas movidas pela força de arrasto, sendo, por isso, mais adequadas para a geração de eletricidade (MARQUES, 2004).

3.2 Princípios de operação e controle das turbinas eólicas

Turbinas eólicas podem ser distinguidas de acordo com seus princípios de operação e controle, e também de acordo com o tipo de interação com a potência da rede. Alguns critérios de caracterização de turbinas são dados abaixo.

3.2.1 Limitação de potência

Quando a velocidade do vento assume valores superiores ao nominal, existe a necessidade de limitar a potência fornecida pela turbina eólica. Esta tarefa de regulação pode ser efetuada por meios ativos ou passivos, conforme haja ou não necessidade de variação do

passo do rotor.

a) Controle de potência com perda aerodinâmica passiva

As pás da hélice são projetadas aerodinamicamente para que entrem em perda aerodinâmica quando a velocidade do vento ultrapassa um valor limite (velocidade nominal do vento), resultando num abrandamento do rotor.

A principal vantagem deste tipo de controle é a sua simplicidade devido à ausência de partes móveis que requerem manutenção, implicando em aerogeradores mais robustos. Contudo, sua implementação implica métodos de cálculos aerodinâmicos complexos e apresentam menor eficiência na captação de energia eólica (AMENDOLA, 2007; BURTON, 2001; CASTRO, 2007).

b) Controle de potência com variação ativa do passo

As turbinas eólicas com a capacidade de rotação de toda ou parte das pás em torno do seu eixo longitudinal conseguem limitar a potência de saída através da redução do ângulo de ataque.

Os maiores benefícios da variação ativa do passo das pás do rotor são maior captura de energia, maior facilidade de travagem e cargas aerodinâmicas reduzidas quando a turbina se encontra desligada. A desvantagem deste tipo de regulação é a necessidade de um mecanismo de atuação e seu respectivo controlador (CASTRO, 2007).

Os mecanismos de controle do ângulo de passo compõem a maioria das turbinas eólicas modernas, superando o projeto de turbinas reguladas por perda aerodinâmica ativa nas turbinas de velocidade variável (HEIER, 1998).

c) Controle de potência com perda aerodinâmica ativa

A direção de rotação das pás em torno do seu eixo é feita de modo a aumentar o ângulo de ataque para que as mesmas entrem em perda aerodinâmica.

Uma vantagem deste tipo de regulação é o fato da pá se manter essencialmente em perda para velocidades de vento superiores à nominal com pequenas variações de ângulo de passo, resultando em menores variações da carga suportada pela pá e potência de saída.

A principal desvantagem do controle com perda ativa é a dificuldade de prever com

precisão o comportamento aerodinâmico em condições de perda (BURTON, 2001).

3.2.2 Operação em velocidade fixa ou variável

a) Operação em velocidade fixa

Em velocidade fixa, o gerador opera em uma velocidade de rotação fixa acima da velocidade síncrona. O gerador é conectado diretamente à rede. Como a velocidade é fixada à frequência da rede, e ele não é controlável, não é possível armazenar as variações de velocidade do vento em forma de energia rotacional. No entanto, para sistemas de velocidade fixa a variação da velocidade do vento irá resultar em variações de potência, e irá afetar a qualidade da potência (PAPADOPOULOS, 1999).

b) Operação em velocidade variável

Em velocidade variável, o gerador opera em várias velocidades de rotação, tanto acima quanto abaixo da velocidade síncrona. Em turbinas de velocidade variável, a velocidade de rotação é otimizada de acordo com o vento de entrada, a fim de se obter maior potência possível (AKHMATOV, 2003).

Para turbinas de velocidades variáveis o gerador é controlado por um equipamento de eletrônica de potência, o que permite o controle da velocidade do rotor. Deste modo as variações de potência causadas pelas variações do vento podem ser mais ou menos absorvidas a partir da mudança da velocidade do rotor e as variações de potência originárias da conversão de energia podem ser reduzidas. Sendo assim, a qualidade da potência causada pela turbina pode ser aumentada se comparada às turbinas de velocidade fixa (LARSSON; SORENSEN; SANTJER, 1999).

3.2.3 Tipo de gerador

a) Gerador de indução gaiola de esquilo, sem compensação de carga;

- b) Gerador de indução com resistência de rotor variável;
- c) Gerador de indução de dupla alimentação;
- d) Gerador síncrono multipolar ou não.

3.2.4 Conexão à rede

- a) Conectada diretamente à rede AC;
- b) Conectada à rede AC por meio de conversores de frequência.

3.2.5 Aplicação dos conversores

O conversor é responsável pelo controle da potência dos geradores, permitindo a variação da sua velocidade. É também necessário para a conexão entre o sistema trifásico à frequência variável e o sistema à tensão e frequência fixa da rede elétrica. A partir destes conceitos eles são conectados ao sistema de forma a aumentar a eficiência em cada tipo de topologia.

- Conversores de potência total;
- Conversores de potência parcial.

3.2.6 Ajuste da velocidade de rotação da turbina

A velocidade de rotação da turbina é normalmente baixa, sendo assim ela deve ser ajustada à velocidade de rotação do gerador, que é mais alta.

- a) Caixa de transmissão

A caixa de transmissão ajusta a velocidade do rotor da turbina à velocidade mecânica do gerador.

- b) Número de pares de pólos do gerador

O número de pares de pólos configura a velocidade mecânica do gerador de acordo com a frequência elétrica (PETERSON, 2005).

3.3 Topologias de turbinas

As topologias mais conhecidas são:

- a) Turbina eólica com velocidade fixa e gerador de indução gaiola de esquilo

Figura 3.3: Topologia representativa do Conceito Dinamarquês (Adaptado de Akhmatov, 2003).

Esta disposição é conhecida por padrão dinamarquês. É caracterizada por turbinas de 3 pás, com caixa de transmissão e gerador de indução sem compensação de carga. Esse conceito representa turbinas de velocidade fixa com ou sem controle do ângulo de passo.

O gerador é acoplado à turbina através de uma caixa de engrenagens que eleva a velocidade para o eixo do gerador, sendo esta fixada pela frequência da rede elétrica, podendo variar estreitamente na faixa de escorregamento da região linear de torque da máquina de indução. A velocidade da turbina é fixada a partir da relação de transmissão e do número de pólos do gerador. A potência produzida pode ser limitada de duas formas: através do controle de *stall* ou de ângulo de passo, sendo este último controle incomum neste caso. Normalmente esses sistemas são equipados com dois geradores, sendo um de velocidade menor para baixos ventos e outro de velocidade maior para ventos mais elevados. Isso permite o aumento da captura do vento assim como reduz as perdas magnéticas em velocidades baixas (HANSEN,

2001).

Este sistema é chamado “padrão dinamarquês” já que foi utilizado por muitos fabricantes deste país nas décadas de 1980 e 1990 (SILVA, 2006). Desta forma, a maioria das turbinas eólicas neste conceito é incorporada à rede da Dinamarca.

Estas turbinas são agrupadas em grupos relativamente pequenos, de potência nominal de 1 MW a 3 MW e conectadas normalmente às redes de distribuição local. Uma fazenda eólica *offshore* (turbinas instaladas em alto mar) com capacidade nominal de 40 MW, composta por vinte turbinas eólicas de velocidade fixa e ângulo de passo variável equipadas com geradores de indução, está em operação desde 2001 em Middelgrund, na Dinamarca. A fazenda eólica é conectada à rede de distribuição local. O fabricante destas turbinas é a Bonus Energy, da Dinamarca.

Este conceito também é promissor para aplicações *off-shore* de larga escala. Um parque eólico de 150 MW, com 72 turbinas, foi posto em operação em 2003. O fabricante é novamente Bonus Energy. Esse parque eólico é localizado no sul de Rodsand, e é conectado à rede em terra por meio de um cabo de 20 km.

NEG-Micon, Bonus Energy and Nordex são os maiores fabricantes em escala mundial de turbinas eólicas de velocidade fixa, equipadas com geradores de potência próxima a 2 MW (AKHMATOV, 2003).

b) Turbina eólica com resistência de rotor variável equipada com gerador de indução

Figura 3.4: Topologia representativa de turbina equipada com gerador de indução com resistência de rotor variável (Adaptado de Akhmatov, 2003).

A construção mecânica é similar ao conceito dinamarquês, mas o circuito do rotor do gerador não é curto-circuitado, mas conectado ao conversor por meio de anéis coletores. A

operação do conversor corresponde à adição da resistência externa de rotor em série com o circuito do rotor.

O conversor controla a resistência externa dinamicamente com um valor nominal de referência, o que explica o termo “resistência de rotor variável”. A presença da resistência de rotor externa resulta em uma variação maior da velocidade de rotação nominal, porém ainda pouco acima da velocidade síncrona. Essa turbina possui controle de ângulo de passo, e sua capacidade de potência é acima de 1,8 MW (AKHMATOV, 2003). Uma das desvantagens desta turbina é que a energia é dissipada desnecessariamente na resistência de rotor externo, e não é possível controlar a potência reativa (PETERSON, 2005).

- c) Turbina eólica de velocidade variável, controle de ângulo de passo, equipada com gerador síncrono multipolar, normalmente um gerador de ímã permanente, conectado à rede AC por meio de um conversor de frequência de potência total.

Figura 3.5: Topologia representativa de turbina equipada com gerador síncrono de ímã permanente, velocidade variável e controle de ângulo de passo (Adaptado de Akhmatov, 2003).

Normalmente se utiliza máquinas síncronas de ímã permanente com uma grande quantidade de pólos eliminando-se assim a necessidade da caixa de engrenagem multiplicadora de velocidade. Isso simplifica o acoplamento, eliminando-se uma fonte de problemas e de necessidade contínua de manutenção.

O gerador síncrono é excitado eletricamente. Quando rotacionado pela turbina gera frequência elétrica igual à mecânica da turbina multiplicada pelo número de pares de pólos do gerador. A potência do gerador flui até a rede, por meio do conversor de frequência, com frequência fixa. Com a utilização do conversor no estator, a velocidade da turbina é desacoplada da frequência da rede. O conversor do lado da rede pode operar de forma neutra em relação aos reativos, mas é principalmente utilizado para controlar potência reativa e tensão da rede.

A produção elétrica da turbina é controlada pelo ângulo de passo. A grande vantagem deste sistema, quando utilizando a máquina a ímãs permanentes, é a estrutura de controle mais simples e robusta (SILVA, 2006; LEONHARD, 1996; HARNEFORS, 2002).

A indústria alemã Enercon é a maior fabricante de turbinas eólicas de velocidade variável equipadas com geradores síncronos multipolares que são conectados à rede AC por meio de conversores de frequência. A maioria das turbinas da Enercon são de 1,8 MW, mas o protótipo de potência nominal de 4,5 MW está em operação na Alemanha desde 2002. O diâmetro do gerador é aproximadamente igual a 8 m, e as pás possuem 52 m de comprimento (ENERCON, 2002).

- d) Turbina de velocidade variável, controle de ângulo de passo, equipada com gerador de indução de dupla alimentação (GIDA). O gerador é conectado diretamente à rede por meio dos terminais de estator e também pelos terminais de rotor via conversor de frequência de potência parcial.

Figura 3.6: Topologia representativa de turbina equipada com gerador de indução dupla-alimentação, velocidade variável e controle de ângulo de passo (Adaptado de Akhmatov, 2003).

Neste conceito, o circuito do rotor é conectado à rede por meio do conversor de frequência de potência parcial. O gerador é excitado por meio do circuito do rotor pelo conversor do lado do rotor e pode operar de forma neutra com a potência da rede. A potência é gerada do estator para a rede, e é absorvida ou gerada da rede por meio do circuito do rotor. Adicionalmente, a potência reativa pode ser controlada com o uso do conversor do lado da rede.

O controle do conversor pode ser configurado de modo que o GIDA troque menores quantidades de potência reativa com a rede para controle da tensão em situações de distúrbio. O propósito da velocidade variável é a otimização do ganho de potência a partir do ajuste da

velocidade de rotação. Normalmente possui controle de ângulo de passo para limitação da potência de saída.

Este tipo de turbina se tornou bastante popular entre as turbinas de velocidade variável. Isso porque os conversores de frequência trabalham apenas com uma fração da potência total. Sendo assim, as perdas podem ser reduzidas, e o custo também (PETERSON, 2005).

Os principais fabricantes deste conceito são Vestas Wind System, GE Wind, NEG-Micon, Nordex, Gamesa Eólica, Tacke e outras. Por volta de 2002, a maioria das turbinas equipadas com o GIDA era de 3,2 MW, da GE Wind. O fabricante NEG-Micon, em 2003, lançou uma turbina experimental de 4,2 MW (AKHMATOV, 2003).

Esse conceito é promissor para parques eólicos *offshore*. O parque eólico em Horns Rev no oeste da Dinamarca, está em operação desde 2002, com oito turbinas de velocidade variável de 2 MW equipadas com o GIDA. O fabricante é Vestas Wind Systems, da Dinamarca (JENSEN, 2002).

De acordo com a AWEA (2005) e outros autores (ENBLIN, 2003; MARQUES, 2004), as turbinas de 3 pás, com rotor na posição horizontal, método de limitação por regulação de passo, gerador de indução de dupla alimentação e rotor com velocidade variável tem sido a configuração mais utilizada recentemente.

3.2.7 Topologia GIDA em turbinas

Dentre as várias máquinas utilizadas como geradores para turbinas eólicas conectadas à rede elétrica, o gerador de indução duplamente alimentado tem se tornado o mais popular nos últimos anos (HANSEN; HANSEN, 2007; RABELO, 2005).

Figura 3.7: Representação da topologia com GIDA.

O gerador de indução duplamente alimentado é uma máquina assíncrona trifásica com rotor bobinado, cujos enrolamentos trifásicos do rotor são conectados aos conversores de frequência AC/DC/AC por meio de anéis coletores e escovas, e o enrolamento trifásico do estator é diretamente conectado a rede (GAGNON, 2005).

Os conversores de frequência AC/DC/AC são dois conversores conectados back-to-back: o do lado do rotor, conectado aos enrolamentos do rotor, e o do lado da rede, conectado à rede. Eles são interligados por meio de um ramo de corrente contínua com um capacitor (barramento CC), que age como uma fonte de tensão DC (GAGNON, 2005).

Estes conversores utilizam dispositivos de eletrônica de potência (IGBTs) para sintetizar a tensão AC/DC/AC (GAGNON, 2005), permitindo a operação nos quatro quadrantes. Essa configuração permite a adoção de uma grande diversidade de estratégias de controle (AKHMATOV, 2003; MULLER; DEICKE; DONCKER, 2002; SLOOTWEG, 2003). Neste trabalho, o principal objetivo do conversor do lado do rotor será controlar o torque ou a velocidade do GIDA, e também o fator de potência nos terminais do estator, enquanto o conversor do lado da rede irá manter a tensão no barramento CC constante (LEONHARD, 1996).

Os conversores do GIDA devem ser configurados para suportar somente a potência do rotor e a excitação do gerador, sendo que a potência do rotor está em torno de 25% da potência total do gerador. A redução da potência do conversor resulta na redução do seu custo, além da redução das perdas, sendo estas umas das principais vantagens desta topologia se comparada a outras (HANSEN et al, 2001; ZHANG; WATTHANASAM; SHEPERD, 1997).

Um indutor de acoplamento (filtro indutivo) é utilizado para conectar o conversor do lado da rede à rede, e para acoplar a turbina ao gerador é utilizada a caixa de engrenagem multiplicadora de velocidades (GAGNON, 2005). A relação de transformação da caixa de engrenagens é ajustada de forma que a velocidade síncrona do gerador corresponda a um valor intermediário da faixa de velocidade permitida para a turbina eólica e também de forma a limitar o valor máximo de escorregamento seguro para a operação do conversor do rotor, não excedendo a sua potência nominal.

O sistema opera em velocidade variável, numa faixa limitada, e para velocidades de vento acima da nominal a potência produzida é limitada através do controle do ângulo de passo das pás (SILVA, 2006).

O GIDA possui dois modos de operação: sub e super-síncrono. No modo sub-síncrono, ou seja, girando a velocidades inferiores à síncrona, o rotor consome potência ativa da rede. Em velocidades acima da síncrona, o fluxo de potência ativa do rotor se inverte e a máquina passa a gerar também pelo rotor. Em outras palavras, em modo sub-síncrono a máquina gera energia pelo estator e consome pelo rotor. Já no modo super-síncrono a máquina gera tanto pelo estator quanto pelo rotor. Esta topologia apresenta a vantagem de permitir a utilização da potência fornecida pelo rotor quando opera no modo super-síncrono. No caso dos geradores de indução com rotor bobinado e resistência variável, esta potência seria dissipada (HANSEN; HANSEN, 2007).

O GIDA pode ser excitado pelo circuito do rotor por meio do conversor do lado do rotor, mas não necessariamente a partir da potência da rede. Seguem duas situações principais:

- quando conectado a um sistema de elevada potência em que a tensão é igual à 1 pu (barramento infinito), o GIDA será excitado pelo circuito do rotor por meio do conversor do lado do rotor. O gerador não troca potência reativa com o sistema de potência. Em outras palavras, ele irá produzir potência ativa e será neutro com relação à potência reativa com a rede;
- quando conectado a um sistema fraco, caracterizado por flutuações de tensão, o GIDA pode ser programado para produzir ou absorver uma quantidade de potência reativa para controle da tensão. O GIDA irá produzir potência ativa e trocar potência reativa com a rede para alcançar a tensão desejada no ponto de conexão (AKHMATOV, 2003).

Comparado aos geradores assíncronos convencionais, o GIDA apresenta várias vantagens, sendo:

- reduzida potência dos conversores de potência do circuito rotórico, diminuindo o

custo do sistema e suas perdas;

- habilidade em controlar potência reativa e tensão (AKHMATOV, 2003);
- desacoplamento dos controles de potência ativa e reativa, com controle independente de torque e de corrente de rotor (ZHANG; WATTHANASAM; SHEPHERD, 1997);

A sua grande flexibilidade operacional confere excelentes condições de controlabilidade ao sistema como um todo. Além disso, o avanço cada vez maior da eletrônica de potência e o aumento das frequências de chaveamento dos dispositivos semicondutores permitem uma redução dos harmônicos injetados na rede elétrica pelo conversor. Aliam-se a isso as técnicas de controle vetorial desenvolvidas intensamente nas décadas de 80 e 90 nas aplicações de motores e acionamentos, e que agora começam a ser amplamente pesquisadas para a utilização em sistemas de geração, seja com a máquina de indução com rotor em gaiola, com as máquinas síncronas de excitação convencional ou a ímãs permanentes.

Atualmente, os principais fabricantes de turbinas nesta topologia são: Vestas, DeWind, GE Wind Energy, Fuhrlader, NOrdex AG, Pfleiderer, Repower e NEG Micon. Principalmente para potências acima de 1,5 MW (MARQUES, 2004).

A figura 3.8 mostra o esquema elétrico do sistema com as interações entre as variáveis e os componentes deste sistema. Ela será de grande importância para a modelagem matemática do sistema e no momento da análise do fluxo de potências.

Figura 3.8: Esquema elétrico de um aerogerador com topologia GIDA.

Capítulo 4

Modelagem matemática do sistema

4.1. Modelagem matemática da turbina

O modelo aerodinâmico permite calcular o valor da potência mecânica aplicada ao eixo do gerador elétrico considerando diferentes velocidades do vento e diferentes posições do ângulo de passo das hélices. Este modelo depende da estrutura física da turbina eólica a ser representada, e independe do tipo de gerador elétrico ou controle utilizado nos conversores (SALLES, 2009).

Para o cálculo da potência mecânica, tem-se:

$$P_t = \frac{1}{2} \rho \cdot A \cdot v^3 \cdot C_p \quad (4.1)$$

P_t = Potência disponível no eixo da turbina [W];

A = Área de varredura das pás da turbina [m²];

ρ = Densidade do ar [kg/m³];

C_p = Coeficiente de potência.

O coeficiente de potência (C_p) indica a eficiência com que a turbina eólica transforma a energia cinética contida nos ventos em energia mecânica girante. As curvas características do coeficiente de potência são obtidas por medições diretas na turbina em operação, utilizando-se interpolações lineares para a obtenção de dados intermediários. A partir dos dados de medições, as curvas podem ser modeladas por funções não lineares.

O cálculo matemático do coeficiente de potência requer a utilização da teoria de elemento das pás, onde inclusive é considerado um gradiente de velocidade do vento na direção vertical e movimentos circulares das massas de ar. Como essa teoria requer profundos

conhecimentos de aerodinâmica, com uma complexa modelagem matemática, algumas aproximações numéricas têm sido desenvolvidas (SLOOTWEG; KLING; POLINDER, 2001). Este modelo matemático foi o escolhido para a representação da turbina eólica neste trabalho, devido a ser amplamente utilizado na literatura científica.

$$C_p = 0,22 \cdot \left(\frac{116}{\lambda} - 0,4\beta - 5 \right) e^{\frac{-12,5}{\lambda_i}}$$

$$\frac{1}{\lambda_i} = \frac{1}{\lambda + 0,08\beta} - \frac{0,035}{\beta^3 + 1}$$
(4.2)

$$\lambda = \frac{\omega_t \cdot R_t}{v}$$
(4.3)

λ = Velocidade específica da turbina;

β = Ângulo de passo [°];

ω_t = Velocidade de rotação do eixo da turbina [rad/s];

R_t = Comprimento das pás da turbina [m].

Por meio destas equações, a partir dos valores instantâneos da velocidade do vento, da velocidade da turbina e do ângulo de passo é possível determinar o valor instantâneo da potência mecânica disponível no eixo da turbina, assim como estimar a relação entre seus principais parâmetros e suas influências sobre o desempenho da turbina eólica.

A partir do valor instantâneo da potência mecânica da turbina e da velocidade de rotação da turbina, é possível determinar o torque disponível no eixo da turbina, por meio da equação (4.4).

$$T_t = \frac{P_t}{\omega_t}$$
(4.4)

T_t = Torque disponível no eixo da turbina [Nm].

A tabela (4.1) mostra as características nominais da turbina eólica simulada neste trabalho (SLOOTWEG; KLING; POLINDER, 2001).

Tabela 4.1: Características Nominais da Turbina Eólica

Potência nominal	P_t	2 MW
Número de pás	-	3
Velocidade do rotor	ω_t	9-18 rpm
Comprimento das pás	R_t	40 m
Velocidade do vento	v	4-25 m/s
Momento de inércia	J_T	$5,9 \cdot 10^6 \text{ kgm}^2$

Traçando-se curvas do coeficiente de potência versus a velocidade específica para diferentes valores do ângulo de passo, pode-se concluir que o máximo coeficiente de potência é alcançado para ângulo de passo nulo e velocidade específica igual a 6,4, conforme mostra a figura 4.1. Aumentando-se o valor do ângulo de passo, o coeficiente de potência diminui para qualquer velocidade específica considerada. Por este motivo, o controle do ângulo de passo é utilizado para limitação da potência da turbina.

Figura 4.1: Relação entre o coeficiente de potência e a velocidade específica para diferentes valores do ângulo de passo.

Utilizando-se a equação (4.1), considerando-se coeficiente de potência máximo (0,44), e variando-se a velocidade do vento, obtém-se o gráfico da potência versus a velocidade do vento. Percebe-se que a potência atinge seu ponto máximo para velocidade do vento igual a 11,4 m/s, ou seja, essa é a velocidade nominal do vento para esta turbina. Acima desta velocidade a potência deverá ser mantida constante, e em seu valor máximo, sendo limitada pelo próprio coeficiente de potência. O gráfico na figura 4.2 mostra que sem a limitação de potência, a potência de saída pode atingir valores até 10 vezes maiores que o nominal.

Figura 4.2. Relação entre potência da turbina e a velocidade do vento, destacando-se o ponto em que a potência da turbina atinge o seu valor nominal.

Considerando-se a velocidade do vento fixa em seu valor nominal e ângulo de passo nulo na equação (4.1), (4.2) e (4.3), pode-se fazer uma análise do comportamento da potência em relação à velocidade de rotação do eixo da turbina. A partir do gráfico na figura 4.3, conclui-se que para cada velocidade do vento de entrada na turbina, existirá um valor ótimo de rotação do eixo da turbina o qual será capaz de maximizar a potência produzida. Este é o princípio das turbinas que operam em velocidade variável.

Figura 4.3: Relação entre a potência da turbina e a velocidade de rotação do eixo da turbina, demonstrando a aplicação da velocidade variável.

A vantagem da utilização de turbinas de velocidade variável é o fato de a mesma conseguir máxima captação de energia numa faixa ótima de operação. Para que isso ocorra, cada velocidade de vento deverá implicar em uma velocidade de rotação do rotor ótima correspondente, de forma a manter o coeficiente de potência em seu valor máximo (SLOOTWEG; KLING; POLINDER, 2001).

Por meio do regime de funcionamento da turbina é possível determinar essa

velocidade ideal de rotação do eixo da turbina. A velocidade de rotação do rotor do gerador pode variar $\pm 30\%$ da sua velocidade síncrona (LEONHARD, 1996). A velocidade síncrona do gerador é igual à:

$$N = \frac{120 \cdot f}{2 \cdot P_p} = \frac{120 \cdot 60}{4} = 1800 \text{ rpm} \quad (4.5)$$

Considerando-se $\pm 30\%$, a velocidade de rotação do eixo do gerador poderá ir de 1260 a 2340 rpm. Essa é a chamada faixa de operação ótima da turbina, sendo que nesta faixa a relação entre a velocidade do vento e a velocidade na ponta das pás da turbina será fixa e igual ao valor máximo da velocidade específica: 6,4. A velocidade do vento na qual a potência nominal é atingida é 11,4 m/s. Por meio da equação (4.3), para uma velocidade específica ótima igual a 6,4, tem-se que a velocidade de rotação da turbina será igual a 17,43 rpm. Da mesma forma, a velocidade mínima de rotação da turbina será igual a 9,4 rpm, para ventos de 6,15 m/s.

Para velocidades de vento abaixo ou acima da faixa de operação ótima turbina (abaixo de 6,15 m/s e acima de 11,4 m/s), as velocidades mínima e máxima de rotação serão mantidas constantes, respectivamente, enquanto a velocidade do vento se mantiver dentro dos limites aceitáveis pela turbina (4 m/s a 25 m/s). Além destes limites, o sistema sai de funcionamento. (AMENDOLA, 2007; SILVA, 2006).

O gráfico (4.4) mostra a velocidade de rotação da turbina que será utilizada como referência nos controladores para o aproveitamento máximo da captação do vento. Para a geração deste comportamento no Simulink foi criada a S-Function Wt_ref, descrita abaixo, cujo bloco pode ser visto na figura 4.5.

```
%S-Function Wt_ref

function[sys,x0]=sfunction(t,x,u,flag)

global Rp y wt

if (flag==0) %condicoes iniciais
    sys=[0 0 2 1 1 1];
    x0=[];
    Rp=40; %comprimento da pá [m]

    %u(1)= v = velocidade do vento [m/s]
    %u(2)= cp
    %ro = densidade do ar [kg/m³]
    %A = área de varredura das pás [m²]
```



```

elseif (flag==3) % saídas

    %identificando a velocidade ideal do rotor e de lâmbida
    if u(1)<4
        wt=0.00000001;
        y=wt*(2*pi/60)*Rp/u(1);
    else
        if u(1)<=6.1542
            wt=9.4029;
            y=wt*(2*pi/60)*Rp/u(1);
        else
            if u(1)<11.41
                wt=6.4*u(1)*(60/(2*pi))/40;
                y=wt*(2*pi/60)*Rp/u(1);
            else
                if u(1)<=25.1
                    wt=17.4332;
                    y=wt*(2*pi/60)*Rp/u(1);
                else
                    wt=0.00000001;
                    y=wt*(2*pi/60)*Rp/u(1);
                end
            end
        end
    end

    sys=[y wt];
else
    sys=[];
end

```

Figura 4.4: Relação entre a velocidade de rotação da turbina e a velocidade do vento.

A potência total disponível na turbina é calculada a partir dos valores reais de velocidade de rotação do eixo do rotor, e também a partir do valor do ângulo de passo (β), encontrado por meio do controlador do ângulo de passo.

O modelo da turbina montado no Matlab/Simulink é mostrado na figura 4.5.

Figura 4.5: Modelagem matemática da turbina no Simulink (MatLab).

4.2. Modelagem matemática do GIDA

4.2.1 Transformação de referenciais

É necessário desenvolver um modelo matemático adequado para a máquina de indução de dupla alimentação que seja possível de ser implementado em computadores para simulações de sistemas. Variações senoidais não são desejáveis em aplicações de controle, sendo que apenas comportamentos DC são adequados a um controlador PID (OTTERSTEN, 2003).

A notação vetorial aqui introduzida provém da analogia de uso da teoria de fasores em análise de circuitos elétricos em corrente alternada, assumindo-se todas as grandezas senoidais e em regime permanente. As grandezas das máquinas elétricas também são consideradas periódicas, e serão representadas por fasores espaciais, a partir da transformação de variáveis, obtendo-se uma grande simplificação no equacionamento das respostas dinâmicas das máquinas (GUIMARÃES, 2004).

Nas bibliografias, é dito que existem pelo menos quatro tipos principais de transformações de variáveis para máquinas. No entanto, neste trabalho será tratada a transformação trifásica para referencial de estator ($0\alpha\beta$), chamada de Transformação de Clark,

e referencial de estator ($0\alpha\beta$) para referencial síncrono ($0dq$), chamada Transformação de Park (GONZAGA, 1993).

Ao final destas transformações, três componentes são reduzidos a dois, já que para sistemas trifásicos simétricos e equilibrados as componentes de sequência nula serão iguais a zero. Na transformação $0\alpha\beta$, são definidos um eixo para cada enrolamento da máquina: um par $\alpha_e\beta_e$ fixo no estator, e outro par $\alpha_r\beta_r$ fixo no rotor, assumindo sua velocidade de rotação. Os eixos dq possuem um mesmo par para os dois enrolamentos, podendo ser dotados de qualquer velocidade de rotação (GONZAGA, 1993), permitindo que todas as variáveis da máquina se comportem como constantes em regime permanente, que é o desejado para a análise do sistema.

4.2.1.1 Transformação abc - $0\alpha\beta$

Nesta transformação, aplica-se uma transformação linear fundamentada na projeção dos eixos da máquina trifásica (variáveis representadas em letra maiúscula), em eixos ortogonais (variáveis representadas em letras minúsculas com um 's' sobrescrito) (BARBI, 1985). Os eixos de estator ficam parados enquanto os eixos do rotor giram na velocidade do próprio rotor. Os eixos α estão em fase com os eixos 'a' do sistema trifásico, os eixos β estão adiantados 90° em relação aos eixos α , e os eixos do rotor estão adiantados θ_r dos eixos do estator.

A transformação é dada por meio da equação (4.6):

$$i^s = \frac{2}{3} \cdot \frac{1}{\sqrt{2}} \begin{pmatrix} 1 & -\frac{1}{\sqrt{2}} & -\frac{1}{\sqrt{2}} \\ 0 & \frac{2}{\sqrt{3}} & -\frac{2}{\sqrt{3}} \\ \frac{1}{\sqrt{2}} & \frac{1}{\sqrt{2}} & \frac{1}{\sqrt{2}} \end{pmatrix} \cdot I \quad (4.6)$$

A transformação inversa, ou seja, a passagem da representação da máquina bifásica para a trifásica, é dada pela matriz inversa de transformação:

$$I = \sqrt{2} \cdot \frac{3}{2} \begin{pmatrix} 1 & 0 & \frac{1}{\sqrt{2}} \\ -\frac{1}{2} & \frac{\sqrt{3}}{2} & \frac{1}{\sqrt{2}} \\ -\frac{1}{2} & -\frac{\sqrt{3}}{2} & \frac{1}{\sqrt{2}} \end{pmatrix} i^s \quad (4.7)$$

Os fatores $2/3$ e $3/2$ introduzidos respectivamente na equação (4.6) e (4.7) têm o objetivo de normalizar o vetor de fluxo resultante de modo que a projeção de sua amplitude coincida com as amplitudes de fase. Esse fator é dividido por $\sqrt{2}$ a fim de que o fasor de espaço seja escalado de acordo com o valor eficaz da variável trifásica, facilitando a análise do sistema (PETERSON, 2005). Devido a estas facilidades, neste trabalho não foi considerada a invariância de potência, o que faria com que as variáveis assumissem valores em escala diferente dos valores reais, dificultando a análise.

Figura 4.6: Representação dos fasores espaciais no referencial trifásico e de estator fixo.

4.2.1.2 Transformação 0αβ - 0dq

No referencial 0αβ, os fasores espaciais das grandezas estatóricas estão relacionados a um referencial estacionário, e os fasores espaciais das grandezas rotóricas, a um referencial que gira na velocidade do rotor. Torna-se necessário, então, que as grandezas estatóricas e rotóricas estejam relacionadas a um referencial único.

A Transformação de Park é uma transformação bastante importante e tem o objetivo de eliminar a dependência do tempo do sistema de equações diferenciais representativo da máquina. O fato de apresentar as correntes com valores fixos em regime permanente facilita

também as considerações em termos de condições iniciais, na análise do sistema, ao ocorrerem mudanças nas excitações ou cargas (GONZAGA, 1993).

Nesta notação, as grandezas do GIDA serão descritas por eixos reais e imaginários, sendo o eixo d alinhado ao eixo real e o eixo q ao eixo imaginário. Esta notação apresenta a vantagem de poder representar grandezas de qualquer frequência e comportamento temporal, permitindo a análise do GIDA quando excitado por conversores. As variações de amplitude e/ou frequência das grandezas elétricas serão representadas por variações na amplitude e/ou velocidade angular de seus vetores de espaço, e os deslocamentos de fase das grandezas elétricas serão representados por deslocamentos angulares dos respectivos vetores de espaço (GONZAGA, 1993).

Neste contexto, torna-se mais conveniente representar a notação vetorial na forma exponencial de Euler (PENA et al, 1996). Suas variáveis serão representadas minúsculas e sem indicações sobrescritas. A transformação é dada por:

$$i = i_d + ji_q = i^s e^{-j\theta_1} \quad (4.8)$$

$$\theta_1 = \int \omega_1 dt \quad (4.9)$$

O símbolo θ_1 é o ângulo de sincronismo correspondente à velocidade síncrona, ω_1 , que é a velocidade angular dos eixos dq (PETERSON, 2005).

Figura 4.7: Representação dos fasores espaciais no referencial de estator fixo e síncrono.

4.2.2 Modelagem Matemática do GIDA nas variáveis $0dq$

No GIDA, o enrolamento trifásico do estator e de rotor é constituído por 3 bobinas de

várias espiras, as quais são distribuídas espacialmente na estrutura circular do gerador. A cada uma destas bobinas é atribuído um eixo e que se encontram defasados de 120° elétricos entre si. Desta forma, tanto na estrutura de rotor como de estator define-se a três indutâncias e três resistências no enrolamento trifásico, sendo cada uma delas definidas como grandezas por fase. Devido a critérios de construção simétrica do gerador as indutâncias são admitidas iguais entre si, assim como as resistências.

Para utilização do modelo elétrico, são levadas em conta as seguintes suposições:

- a máquina é considerada magneticamente linear e sem perdas;
- espessura do entreferro de ar uniforme;
- os enrolamentos de fase possuem uma distribuição espacial aproximadamente senoidal ao longo da direção do perímetro do estator;
- as fases de estator e rotor são conectadas em Y, de modo que a soma das correntes instantâneas de estator e rotor são nulas;
- efeito pelicular nos enrolamentos e perdas no ferro são desconsideradas (GONZAGA, 1993).

O circuito equivalente do GIDA, incluindo as perdas magnéticas, pode ser visto na figura 4.8 (BIM, 1981; GONZAGA, 1993):

Figura 4.8: Modelo equivalente do GIDA

a) Equações de tensão de estator e rotor:

$$v_1 = R_1 i_1 + \frac{d\psi_1}{dt} + j\omega_1 \psi_1 \quad (4.10)$$

$$v_2 = R_2 i_2 + \frac{d\psi_2}{dt} + j\omega_2 \psi_2 \quad (4.11)$$

v_1, v_2 = tensão de estator e rotor [V];

i_1, i_2 = corrente de estator e de rotor [A];

R_1, R_2 = resistência de estator e rotor [Ω];

Ψ_1, Ψ_2 = fluxo de estator e rotor [Wb];

ω_1, ω_2 = velocidade síncrona e de escorregamento [rad/s].

b) Equações de fluxo de estator, rotor e entreferro:

$$\psi_1 = L_{\sigma 1} i_1 + L_m (i_1 + i_2) \quad (4.12)$$

$$\psi_2 = L_{\sigma 2} i_2 + L_m (i_1 + i_2) \quad (4.13)$$

$$\psi_m = L_m (i_1 + i_2) \quad (4.14)$$

$L_{\sigma 1}, L_{\sigma 2}, L_m$ = indutância de dispersão de estator e de rotor, e de magnetização [H];

Ψ_m = fluxo de magnetização [Wb].

c) Equações eletromecânicas:

$$J \frac{d\omega_{rm}}{dt} = T_e - T_m \quad (4.15)$$

$$T_e = 3P_p \operatorname{Im}[\psi_m i_2^*] \quad (4.16)$$

$$T_m = T_t \frac{1}{K} \quad (4.17)$$

J = momento de inércia do sistema [kg.m²];

T_e, T_m, T_t = torque elétrico e mecânico do gerador [Nm];

P_p = pares de pólos do gerador;

K = relação de transmissão;

ω_{rm} = velocidade mecânica do rotor do gerador [rad/s].

d) Equações do escorregamento:

$$\omega_{re} = P_p \omega_{rm} \quad (4.18)$$

$$s = \frac{\omega_1 - \omega_{re}}{\omega_1} = \frac{\omega_2}{\omega_1} \quad (4.19)$$

ω_{re} = velocidade elétrica do rotor do gerador [rad/s];

s = escorregamento.

e) Equações de Potência:

$$S_1 = 3v_1 i_1^* \quad (4.20)$$

$$S_2 = 3v_2 i_2^* \quad (4.21)$$

$$P_1 = \text{Re}[S_1] \quad (4.22)$$

$$P_2 = \text{Re}[S_2] \quad (4.23)$$

$$Q_1 = \text{Im}[S_1] \quad (4.24)$$

$$Q_2 = \text{Im}[S_2] \quad (4.25)$$

$$P_m = \omega_m T_e \quad (4.26)$$

S_1, S_2 = potência aparente de estator e de rotor [VA];

P_1, P_2 = potência ativa de estator e rotor [W];

Q_1, Q_2 = potência reativa de estator e rotor [Var];

P_m = potência mecânica disponível no eixo do gerador [W].

Considerando a utilização de conversor para a excitação dos enrolamentos do rotor e o emprego de técnicas vetoriais de controle, o GIDA será mais bem representado pelo seu modelo Γ . Este modelo é matematicamente equivalente, tanto para operações dinâmicas quanto em regime permanente, ao mais conhecido modelo T (OTTERSTEN, 2003), e, ainda, permite que seus parâmetros sejam obtidos diretamente dos ensaios a vazio e com o rotor bloqueado (SLEMON, 1989).

A representação do modelo Γ , cujo nome faz referência à posição das indutâncias de seu circuito equivalente, tem como base que, do ponto de vista dinâmico, a indutância de dispersão do estator e do rotor tem o mesmo efeito. Sendo assim, é possível utilizar uma simplificação do modelo T, em que a indutância de dispersão é toda representada no circuito do rotor, conforme se pode ver na figura 4.9 (PETERSON, 2005).

Figura 4.9: Representação do modelo Γ da máquina de indução

As simplificações do modelo Γ serão percebidas nas equações dos fluxos da máquina. A indutância de dispersão terá um valor único para toda máquina, ao invés de um valor para estator e outro para rotor, e será concentrada toda na equação de fluxo de rotor.

a) Equações de tensão:

$$v_1 = R_1 i_1 + \frac{d\psi_1}{dt} + j\omega_1 \psi_1 \quad (4.27)$$

$$v_2 = R_2 i_2 + \frac{d\psi_2}{dt} + j\omega_2 \psi_2 \quad (4.28)$$

b) Equações de fluxo:

$$\psi_1 = L_m(i_1 + i_2) \quad (4.29)$$

$$\psi_2 = \psi_1 + L_\sigma i_2 \quad (4.30)$$

c) Equações de torque:

$$J \frac{d\omega_{rm}}{dt} = T_e - T_m \quad (4.31)$$

$$T_e = 3Pp \operatorname{Im}[\psi_1 i_2^*] \quad (4.32)$$

$$T_m = T_t \frac{1}{K} \quad (4.33)$$

d) Equações do escorregamento:

$$s = \frac{\omega_1 - \omega_{re}}{\omega_1} = \frac{\omega_2}{\omega_1} \quad (4.34)$$

$$\omega_{re} = P_p \omega_{rm} \quad (4.35)$$

e) Equações de Potência:

$$S_1 = 3v_1 i_1 \quad (4.36)$$

$$S_2 = 3v_2 i_2 \quad (4.37)$$

$$P_1 = \operatorname{Re}[S_1] \quad (4.38)$$

$$P_2 = \operatorname{Re}[S_2] \quad (4.39)$$

$$Q_1 = \operatorname{Im}[S_1] \quad (4.40)$$

$$Q_2 = \text{Im}[S_2] \quad (4.41)$$

$$P_m = \omega_{rm} T_e \quad (4.42)$$

4.2.3 Orientação de Fluxo

Normalmente, o gerador atua sendo considerado conectado ou não ao sistema elétrico. Quando conectado ao sistema elétrico, é dito que o mesmo está conectado ao barramento infinito. Atuando desconectado do sistema elétrico, o gerador necessita do controle da magnitude e da frequência da tensão gerada e do controle das potências ativa e reativa. Quando ligado ao barramento infinito, a magnitude e a frequência da tensão de estator são definidas pela rede, sendo que o controle do GIDA se resume ao controle das potências ativa e reativa. Neste trabalho, o sistema elétrico possui tensão eficaz de linha igual a 690 V, sob frequência de 60 Hz, o que definirá a tensão e frequência do estator.

Para a máquina atuando no modo gerador, o interesse está no controle dos fluxos das potências ativa e reativa, sendo desejável que ambas estejam desacopladas. No controle de alto desempenho de motores de indução, adota-se a orientação de fluxo segundo o eixo direto do sistema de referência, podendo ser o fluxo de rotor, de entreferro e de estator (SEGNINI, 2006).

Em seu trabalho, Segnini (2006) faz a análise do modelo matemático do GIDA conectado ao barramento infinito nas orientações de fluxos mais indicadas, chegando às seguintes conclusões:

a) Orientação de fluxo de estator:

$$P_1 = f(I_{q2})$$

$$Q_1 = f(I_{d2})$$

$$P_2 = f(I_{d2}, I_{q2}, \omega_2)$$

$$Q_2 = f(I_{d2}, I_{q2}, \omega_2)$$

b) Orientação de fluxo de entreferro:

$$P_1 = f(I_{d1}, I_{d2}, I_{q2})$$

$$Q_1 = f(I_{d1}, I_{q2})$$

$$P_2 = f(I_{d1}, I_{d2}, I_{q1}, I_{q2}, \omega_2)$$

$$Q_2 = f(I_{d1}, I_{d2}, I_{q2}, \omega_2)$$

c) Orientação de fluxo de rotor:

$$P_1 = f(I_{d1}, I_{q2})$$

$$Q_1 = f(I_{d1}, I_{d2})$$

$$P_2 = f(I_{d2}, I_{q2}, \omega_2)$$

$$Q_2 = f(I_{d2}, \omega_2)$$

A partir das equações acima, pode-se concluir que a orientação de fluxo de entreferro e de rotor não apresenta o desacoplamento das potências ativa e reativa, já que ambas são funções de mesmas variáveis. De outra forma, a orientação de fluxo de estator permite o desacoplamento das potências ativa e reativa de estator, permitindo o controle de ambas a partir de variáveis diferentes, sendo o tipo mais apropriado. Nesta análise, a resistência de estator da máquina é considerada nula, como pode ser feito por aproximação para grandes máquinas (VAS, 1992), porém, mesmo que fosse considerada diferente de zero o acoplamento seria de pequena magnitude.

Considerando-se, então, neste trabalho, a resistência de estator igual a zero, a orientação de fluxo de estator permite a orientação de tensão de estator, que será chamada de orientação de fluxo de rede. Isto é, a máquina é alinhada ao fluxo virtual da rede em que é conectada, como se a rede fosse representada por uma máquina elétrica virtual. A máquina virtual foi sugerida por vários autores a fim de unir as similaridades entre o controle vetorial dos conversores de frequência e a orientação de campo das máquinas elétricas AC (OTTERSTEN, 2003; MALINOWSKI, 2001). A diferença angular das variáveis representadas sob orientação de fluxo de estator e fluxo de rede é muito pequena, permitindo o uso desta estratégia (DATTA, 1999; PETTERSON, 2005).

Figura 4.10: Diagrama vetorial da tensão de rede e fluxo de estator. a) Sob orientação de fluxo de estator. b) Sob orientação do fluxo de rede.

4.2.3.1 Orientação no fluxo de rede

O ângulo de sincronismo na orientação de fluxo de estator é representado pela posição vetorial do fluxo de estator no referencial de estator, conforme equação (4.43):

$$\theta_1 = \angle \psi_1^s \quad (4.43)$$

A máquina virtual (rede) é modelada de acordo com as equações da máquina AC considerando-se a resistência de estator nula. No referencial síncrono, para o fluxo de rede (Ψ_g), tem-se:

$$\psi_g^s = \frac{E_g^s}{j\omega_g} \quad (4.44)$$

A frequência da rede é constante, igual a 60 Hz. Sendo assim, a equação (4.44) mostra que a tensão possui uma defasagem angular de 90° do fluxo, sendo uma componente imaginária (equação 4.47). Isso é válido tanto para o estator quanto para a rede, já que ambas possuem a mesma modelagem e estão conectadas a um mesmo ponto. Desta forma, pode-se considerar que, assumindo-se a resistência de estator nula, a tensão de estator será próxima à tensão da rede, assim como o fluxo do estator será próximo ao fluxo da rede. O ângulo de sincronismo pode ser dado, então, por:

$$V_1 = E_g \quad (4.45)$$

$$\psi_1 = \psi_g \quad (4.46)$$

$$\theta_1 = \angle \psi_g^s = \angle -jE_g^s = \theta_g - 90^\circ \quad (4.47)$$

Vê-se que o ângulo de sincronismo será orientado pelo ângulo da tensão da rede, no entanto, ao diminuir-se 90° deste ângulo, o referencial estará sobre o fluxo de rede.

4.2.3.2 Equações do GIDA na orientação de fluxo de rede

Conforme dito anteriormente, a orientação é feita segundo o eixo direto do sistema. Sendo assim, o eixo d do referencial estará sobre o eixo direto do fluxo de rede, que será aproximado ao eixo direto do fluxo de estator para simplificações. Da mesma forma, o eixo q , então, estará sobre o eixo em quadratura da tensão de estator. Essas conclusões resultam nas seguintes modificações das equações da máquina no modelo Γ :

$$\psi_{d1} = \psi_1 \therefore \psi_1 = L_m(i_{d1} + i_{d2}) \quad (4.48)$$

$$\psi_{q1} = 0 \therefore 0 = L_m(i_{q1} + i_{q2}) \quad (4.49)$$

$$v_{d1} = 0 \therefore R_1 i_{d1} + \frac{d\psi_1}{dt} = 0 \quad (4.50)$$

$$v_{q1} = v_1 \therefore R_1 i_{q1} + \omega_1 \psi_1 = v_1 \quad (4.51)$$

Para simulação da máquina no Simulink (MatLab) foram utilizados os parâmetros propostos por Peterson (2005) em seu trabalho, conforme tabelas (4.2) e (4.3). O esquema montado para simulação do GIDA no modelo Γ , no Simulink/Matlab, pode ser visto nas figuras 4.11, 4.12 e 4.13.

Tabela 4.2. Características Nominais do Gerador de Indução de Dupla Alimentação

Tensão nominal	$V_{l,rms}$	690 V
Corrente nominal	I_{rms}	1900 A
Frequência nominal	F_n	60 Hz
Potência nominal	P_n	2 MW
Nº pares de pólos	P_p	2

Tabela 4.3. Parâmetros do Gerador de Indução de Dupla Alimentação

Resistência de estator	R_1	0 Ω
Resistência de rotor	R_2	1,90 m Ω
Indutância de dispersão	L_σ	0,18 mH
Indutância de magnetização	L_m	3,1 mH
Momento de inércia	J_g	15 kgm ²

Figura 4.11: Modelagem matemática do modelo Γ do GIDA no Simulink (Matlab)

Figura 4.12: Modelagem da equação (4.31) de conversão eletromecânica de energia.

Figura 4.13: Modelagem no Simulink para o cálculo das potências dependentes de variáveis do gerador.

4.3. Modelagem Matemática da Rede

Os valores instantâneos de cada fase da tensão trifásica da rede são lidos e transformados do referencial trifásico para o referencial de estator ($0\alpha\beta$), por meio das equações apresentadas no item (4.2.1). O ângulo formado entre o vetor da soma vetorial dos componentes α e β , e o eixo α da tensão é igual ao ângulo da tensão de rede, θ_g . A partir do ângulo θ_g , é possível encontrar o ângulo de sincronismo θ_l por meio da equação (4.47) (ver a figura 4.7). O ângulo θ_l é utilizado para que a tensão de rede no referencial de estator ($0\alpha\beta$) seja transformada para o referencial síncrono ($0dq$).

Figura 4.14: Tensão da rede no referencial trifásico e sua transformação para o referencial síncrono no estator do gerador.

A tensão E_g é a tensão trifásica da rede. Seu valor eficaz de linha é igual a 690 V, com frequência igual a 60 Hz. As transformações de base, de acordo com as equações propostas no item (4.2.1), fazem com que a tensão da rede no referencial síncrono seja representada totalmente no eixo q pelo seu valor eficaz de fase, 398,4 V. Sendo assim, a 90° atrasado está o fluxo da rede, todo representado no eixo real.

$$v_g = v_1 = v_{q1} \quad (4.52)$$

$$\psi_g = \psi_1 = \psi_{d1} \quad (4.53)$$

A figura 4.15 mostra o comportamento da tensão trifásica no barramento e sua respectiva representação nos eixos d e q . A componente no eixo q representa o valor eficaz da onda trifásica, enquanto a componente no eixo d é igual a zero. Essa tensão é fixa durante toda a simulação, sendo que a corrente se torna variável até atingir a potência desejada.

Figura 4.15: Componente d e q da tensão no estator do GIDA e, consequentemente, no barramento de saída do aerogerador.

O processo para determinação das ondas trifásicas das correntes de saída é o inverso do processo apresentado acima. Utiliza-se ainda o ângulo de sincronismo de orientação de fluxo que é empregado na transformação 0dq-0αβ. A corrente da rede é dada em função das correntes de filtro e de estator, cuja relação é retirada do esquema elétrico do sistema (figura 3.8). Conhecendo-se a corrente e a tensão da rede, é possível determinar a potência da rede.

$$i_f - i_1 = i_g \quad (4.54)$$

$$P_g = v_g i_g = v_{q1} i_g \quad (4.55)$$

i_f, i_g = corrente do filtro e da rede [A];

P_g = potência ativa da rede [W].

O esquema montado no Matlab/Simulink representativo da transformação 0dq-0αβ e 0αβ-abc, é mostrado na figura 4.16.

Figura 4.16: Transformação da corrente do referencial síncrono para o referencial trifásico.

A figura 4.17 mostra a corrente de saída no referencial síncrono e sua representação no referencial trifásico quando em regime permanente (velocidade nominal do vento). Neste caso a componente direta da corrente de rede se mantém nula devido à imposição de fator de potência unitário, enquanto a componente em quadratura varia com influência do comportamento do torque elétrico.

Figura 4.17: Corrente de saída no referencial síncrono e no referencial trifásico em regime permanente.

4.4. Modelagem matemática da caixa de transmissão

A principal função da transmissão é multiplicar a velocidade angular do eixo da turbina por uma relação de transmissão para manter o eixo do gerador dentro de uma faixa de velocidade adequada.

Se a turbina eólica opera em velocidade fixa, o sistema é projetado para operar numa velocidade de vento média mais provável, identificada nos estudos estatísticos das medições de vento. A relação de transmissão é ajustada de forma a obter-se no gerador uma velocidade um pouco acima da síncrona, condicionada à curva de torque. Porém, ocorrendo variação na velocidade do vento, a velocidade específica sai do ponto ótimo e o coeficiente de potência é reduzido, reduzindo a eficiência da turbina.

Trabalhos recentes sobre estabilidade transitória de tensões têm demonstrado a interação eletromecânica entre o sistema de eixos de turbinas e a rede elétrica. Nas turbinas equipadas com caixas de engrenagens, as interações eletromecânicas são caracterizadas por oscilações por torção, resultando em variações da velocidade rotórica, da tensão e corrente do gerador, e nas demais grandezas. Essa frequência ocorre principalmente na interação entre os eixos de baixa velocidade da turbina e a caixa de engrenagens, sendo que a frequência de oscilação entre a caixa de engrenagem e os eixos de alta velocidade apresenta valores altos, assumindo-se eixos praticamente rígidos. No caso de turbinas de velocidade variável, os sistemas de controle reagem mais rapidamente a estas flutuações, reduzindo assim a influência das oscilações por torção nas grandezas da máquina (SLOOTWEG, 2003).

Conforme visto na modelagem matemática da turbina, para o caso da turbina operando

em velocidade variável, a velocidade do gerador é limitada em $\pm 30\%$ da sua velocidade síncrona (LEONHARD, 1996). A velocidade de rotação do eixo do gerador é igual a 2340 rpm na velocidade nominal do vento, o que resulta numa velocidade ótima do eixo de rotação da turbina igual a 17,43 rpm. Sendo assim, para o funcionamento ótimo da turbina, a relação de transmissão será dada por:

$$K = \frac{2340}{17,43} \cong 134,25 \quad (4.56)$$

Da mesma forma que encontrado na modelagem matemática da turbina, a velocidade mínima de rotação da turbina também pode ser dada de acordo com a velocidade mínima do gerador e com a relação de transmissão. A 1260 rpm no eixo do gerador, o eixo da turbina estará girando a 9,4 rpm.

Neste trabalho, o comportamento dinâmico do sistema de eixos da turbina não será considerado. Sendo assim, a turbina eólica é simplesmente modelada como um sistema de massa única, com o momento de inércia concentrado, representando o momento de inércia da turbina e do gerador. O momento de inércia da turbina é refletido para o gerador à partir da equação:

$$J_t = J_T \left(\frac{1}{K} \right)^2 \quad (4.57)$$

$$J = J_t + J_g \quad (4.58)$$

$$J \frac{d\omega_m}{dt} = T_e - T_m \quad (4.59)$$

J_t = momento de inércia da turbina refletido para os terminais do gerador [kgm²];

J_T, J_g = momento de inércia da turbina e do gerador [kgm²].

As velocidades dos eixos gerador e rotor se relacionam por meio da constante de transmissão:

$$\omega_m = K\omega_t \quad (4.60)$$

A caixa de transmissão recebe a velocidade de rotação da turbina em radianos (mecânicos) por segundo (ω_t). Por meio da relação de transmissão, é encontrada a velocidade relativa no eixo do gerador (ω_{rm}), e esta é transformada para radianos (elétricos) por segundo (ω_{re}) para que possa ser trabalhada no modelo elétrico do sistema.

Considerando as perdas da transmissão desprezíveis, o conjugado mecânico no eixo do gerador é igual ao conjugado mecânico no eixo da turbina dividido pela constante de transmissão (AMENDOLA, 2006).

$$T_m = \frac{T_r}{K} \quad (4.61)$$

T_m , T_r = torque mecânico do gerador e torque disponível no eixo da turbina [Nm].

Figura 4.18: Modelagem matemática da caixa de transmissão no Simulink (Matlab).

4.5. Modelagem Matemática do Filtro da Rede

O filtro RL é colocado na saída do conversor do lado da rede. É um filtro passabaixa, que tem como objetivo realizar uma atenuação especificada para altas frequências, entre a corrente no conversor e a corrente na rede, reduzindo os harmônicos de corrente de ordem elevada injetados na rede elétrica pelo circuito do rotor do gerador. As correntes harmônicas produzidas pelo conversor, seja no modo inversor ou no modo retificador, podem causar a saturação dos indutores ou a ressonância do filtro. Assim, os indutores devem ser corretamente projetados considerando a variação admissível de corrente e o filtro deve ser convenientemente amortecido, para evitar ressonâncias (SILVA, 2006; LISERRE, 2001).

A variedade de filtros é considerável: são filtros indutivos, filtros LCL, e filtros

ajustáveis para a ressonância de frequência de chaveamento. Normalmente, os mais utilizados são o filtro indutivo e os filtros LCL (LINDGREN, 1998). Neste trabalho, será utilizado um filtro indutivo, e o modelo será de acordo com o representado na figura 4.19. A equação do filtro é encontrada a partir da aplicação da Lei de Kirtchoff para Tensões no circuito (PETTERSON, 2005; OTTERSTEN, 2003).

Figura 4.19: Filtro indutivo da rede

$$v_g = v_1 = -(R_f + j\omega_1 L_f)i_f - L_f \frac{di_f}{dt} + v_f \quad (4.62)$$

$$P_f = 3\text{Re}[v_f i_f^*] \quad (4.63)$$

R_f = resistência do filtro de rede [Ω];

L_f = indutância do filtro de rede [H];

P_f = potência ativa do filtro de rede [W].

Os parâmetros do filtro da rede foram obtidos a partir dos valores pu utilizados no modelo padrão deste sistema proposto no Matlab, porém calculados na base do sistema deste trabalho. Sendo assim, tem-se:

Tabela 4.4: Parâmetros do filtro da rede

Resistência do filtro	R_f	0,315 m Ω
Indutância do filtro	L_f	83,55 μ H

Figura 4.20: Modelagem matemática do filtro de rede no Simulink (Matlab).

4.6. Modelagem Matemática do Barramento CC

Entre os conversores existe um barramento de corrente contínua capacitivo, modelado como um capacitor puro, armazenador de energia, com o objetivo de manter baixas as variações de tensão neste barramento (OTTERSTEN, 2003).

O capacitor no barramento de corrente contínua deve suportar as variações de tensão que são provocadas pelas demandas de potência no circuito do rotor do GIDA, como o fluxo de potência reativa entre a rede e o rotor. Também deve ser considerado o atraso das malhas de corrente de forma que a tensão nunca ultrapasse os limites mínimo e máximo especificados (SILVA, 2006).

Um banco de capacitor eletrolítico é um armazenador de energia no qual, se as perdas são consideradas tão pequenas que possam ser desprezadas, a energia no barramento CC é dependente da potência enviada para o filtro de rede e da potência enviada para o rotor do GIDA (OTTERSTEN, 2003).

Figura 4.21: Modelo do barramento cc

A figura 4.21 demonstra o modelo matemático do barramento cc entre os conversores, e o sentido do fluxo das correntes. As equações (4.64) e (4.65) modelam matematicamente o sistema, sendo E_c a energia armazenada no capacitor. Pode-se observar que, se a tensão no barramento cc for constante, ter-se-á $P_f = -P_2$.

$$E_c = \frac{C \cdot v_{cc}^2}{2} \quad (4.64)$$

$$\frac{dE_c}{dt} = C v_{cc} \frac{dv_{cc}}{dt} = -P_f - P_2 \quad (4.65)$$

A tensão do barramento cc é determinada levando-se em consideração o ciclo de trabalho dos conversores, a fim de se evitar a saturação dos mesmos. Admitindo-se um ciclo de trabalho de 70%, pode-se garantir a atuação dos conversores sem a saturação dos circuitos magnéticos (GAGNON, 2005).

$$v_{cc} = \frac{\sqrt{2} V_{nom}}{c.t.} \cong 1400 \text{ V} \quad (4.66)$$

Para determinar o valor do capacitor a ser utilizado no barramento CC, foi utilizado o valor em pu utilizado por Peterson (2005), porém calculado na base deste sistema.

Tabela 4.5: Parâmetros do barramento CC

Capacitor CC	C_{dc}	3,6 mF
--------------	----------	--------

Figura 4.22: Modelagem matemática do barramento cc.

Capítulo 5

Desenvolvimento dos Controladores

O sistema de controle se divide geralmente em níveis hierárquicos destacando-se o sistema de controle total do parque eólico, em primeiro nível, controlando todas as turbinas individuais e demais sistemas que compõem o parque. Em segundo nível está o sistema supervisão individual de cada turbina, responsável pela operação da turbina e pela proteção da mesma. Este sistema supervisão fornece os valores de referência (*set points*) para o terceiro nível que constitui o controle dinâmico distribuído por diversos subsistemas da turbina, caracterizado por uma rápida resposta da ação de controle. Como exemplo deste controle está o ajuste do ângulo de passo, do torque, dos fluxos de potência, fator de potência, etc (SILVA, 2006).

O sistema supervisão de controle da turbina individual é composto basicamente de sensores, atuadores e softwares. Entre os dispositivos de medição e monitoramento pode-se destacar os sensores de velocidade dos eixos, posição dos ângulos de passo, velocidade do vento na altura da nacela (cabine em que estão localizados gerador, conversores, caixa de transmissão e filtro), potência, tensão, corrente e outras grandezas elétricas. Como atuadores de potência existem os amplificadores, os equipamentos hidráulicos e pneumáticos, válvulas de controle, motores e acionadores diversos. Os softwares são implementados em computadores, utilizando-se os controladores e compensadores industriais, que podem ser analógicos ou digitais (BURTON, 2001; MANWELL, 2002).

O controle vetorial permite o desacoplamento do controle dos fluxos magnéticos e o torque magnético da máquina, melhorando a resposta dinâmica do gerador. O princípio básico do controle vetorial é eliminar o efeito de acoplamento entre variáveis, permitir o controle independente e obter uma melhora na resposta do sistema. Atualmente ele é aplicado em praticamente 100% dos sistemas eólicos à velocidade variável, e apresenta algumas dificuldades como medir ou estimar matematicamente algumas variáveis. Já o controle escalar com a característica V/F constante, é raramente utilizado em sistemas eólicos devido à necessidade de limitadores e estabilizadores diversos nos controladores (CIGRE, 2000).

De maneira geral, por meio da corrente de excitação do GIDA deve-se manipular sua velocidade de rotação e seu fator de potência para que possam ser implementadas, respectivamente, a captação de energia em regime de velocidade variável e o controle da produção de energia reativa, sendo os principais objetivos do sistema de controle obter uma captação ótima de energia eólica e uma conversão eólico-elétrica eficaz.

Desta forma, conversores do tipo back-to-back, com modulação PWM, controlados através de técnicas vetoriais são conectados entre o rotor do GIDA e a rede. Esta configuração apresenta algumas vantagens que são citadas a seguir:

- Operação estável numa faixa de velocidades que se estende desde velocidades subsíncronas até supersíncronas, cuja largura depende do limite de potência do conversor (HOPFENSPERGER, 2000);

- Controle independente das potências ativas e reativas (LINDGREN, 1998; PENA, CLARE, ASHER, 1996). O controle dos reativos pode ser implementado de maneira a obter fator de potência constante ou produção de potência reativa constante (HANSEN, 2001). Mantendo-se o fator de potência elevado, contribui-se para o desempenho estável, influenciando positivamente o amortecimento do sistema pela redução da largura de banda das malhas de controle de corrente (HOPFENSPERGER, 2000);

- Resposta dinâmica rápida contra os transientes de demanda de potência ativa ou reativa, oriundos da rede, assim como contra as pulsações de conjugado mecânico, tanto os originados pela operação normal da turbina quanto aos ocasionados por turbulências de vento (CÁRDENAS; PEÑA, 2004).

- Baixa distorção harmônica das correntes do estator e do rotor (XU; CHENG, 1995). O capacitor instalado no barramento CC desacopla a saída do inversor ligado à rede de entrada do inversor ligado ao gerador, tornando possível o controle independente dos dois inversores e, por conseguinte, proporcionando as seguintes possibilidades: filtragem ativa dos harmônicos da corrente de entrada do retificador PWM, o que contribui para a melhora da qualidade de energia da rede local (OTTERSTEN, 2003); compensações das possíveis assimetrias, por exemplo, parâmetros de um circuito trifásico com valores diferentes para cada fase, tanto da rede elétrica quanto do próprio gerador (HANSEN, 2001; RUBIRA; MCCULLOG, 2000); controle da tensão do barramento cc, utilizado para aumentar a tensão do barramento cc e evitar o enfraquecimento do campo magnético e do conjugado útil do GIDA, quando estiver operando em velocidades subsíncronas (OTTERSTEN, 2003);

- Em regime permanente, os fasores das grandezas elétricas do GIDA transpostas ao referencial síncrono comportam-se como constantes, permitindo a eliminação de erros

estáticos por meio de controladores com dinâmica PI (LINDGREN, 1998);

- E, devido a ampla utilização de conversores trifásicos em ponte, os fabricantes produzem em grande escala módulos de seis chaves semicondutoras de potência com diodos em anti-paralelo ligados em ponte, o que diminui o custo do conversor (OTTERSTEN, 2003).

A fim de se obter o desempenho desejado do aerogerador, o sistema de controle é composto por:

- Controlador do ângulo de passo da turbina: controla o ângulo de passo da turbina a fim de estabelecer uma limitação de potência. Para isso, ele se baseia nos valores reais e de referência do coeficiente de potência;

- Controlador do conversor do lado do rotor: controla independentemente a potência ativa e reativa no barramento de saída;

- Controlador do conversor do lado da rede: controla a tensão do barramento CC e garante fator de potência unitário nos enrolamentos do rotor. A transmissão da potência reativa do gerador para a rede é feita, então, somente pelo estator.

Os controladores utilizados neste sistema são baseados nas técnicas vetoriais de controle, tendo como princípio o tradicional controlador PI, o qual é o preferido no uso com modulação PWM (OTTERSTEN, 2003; HANSEN, 2005). Para o desenvolvimento dos mesmos, foram adotadas a metodologia do Controle de Modelo Interno e Resistência Ativa.

5.1 Controle de Modelo Interno

O Controle de Modelo Interno é uma técnica de desenvolvimento de controladores, em que o controlador se torna diretamente parametrizado em se tratando do modelo da planta e do tempo de resposta desejado. A idéia desta metodologia é projetar um compensador que forneça rastreamento assintótico de uma entrada de referência com erro em regime permanente nulo (MORARI; ZAFIRIOU, 1989; THOMAS; BOINDIN, 1991; DORF; BISHOP, 2011).

Figura5.1: Estrutura clássica do Controle de Modelo Interno

A figura 5.1 representa a configuração do sistema interno de controle rearranjado em uma estrutura clássica de controle. Nesta figura, tem-se: $C(s)$ é o controlador do CMI, $G(s)$ é a planta, $G'(s)$ é modelo da planta e $d(t)$ perturbação.

Será considerado que o modelo da planta represente exatamente a planta, e que não haja perturbações. O sistema então se transformará em uma malha aberta de controle, composta pela planta e pelo controlador. Por motivos citados em Peterson (2005), não é possível que se considere o controlador igual ao inverso da planta, no entanto, é possível considerar que o controlador seja igual ao inverso da planta acrescentada por um filtro passa-baixa. Conseqüentemente, a função de transferência do sistema se torna igual ao filtro passa-baixa.

$$G_c(s) = C(s).G(s) \quad (5.1)$$

$$C(s) = \left(\frac{\alpha}{s + \alpha} \right)^n G'^{-1}(s) \quad (5.2)$$

Reorganizando este raciocínio do modelo de estrutura clássica, o controlador será dado por $F(s)$ da equação abaixo. No entanto, considerando-se que neste trabalho todos os sistemas serão de primeira ordem, tem-se $n=1$ para $F(s)$:

$$F(s) = \frac{C(s)}{1 - C(s)G'(s)} = \frac{\alpha^n}{(s + \alpha)^n - \alpha^n} G'^{-1}(s) \quad (5.3)$$

$$F(s) = \frac{\alpha}{s} G'^{-1}(s) = k_p + \frac{k_i}{s} \quad (5.4)$$

O parâmetro α é determinado de acordo com a banda passante desejada do sistema

quando $n=1$. O valor máximo permitido pela banda passante nem sempre é o ideal já que ele demanda uma ação excessiva de controle causando, freqüentemente, a saturação do sistema (HARNEFORS; NEE, 1998).

Este parâmetro pode ser determinado, de forma simples, de acordo com sua relação com o tempo de subida (10%-90%) da variável de saída, dado pela equação 5.5 (HARNEFORS, 2002):

$$\alpha = \frac{\ln 9}{t_r} \quad (5.5)$$

t_r = tempo de subida (s).

5.2 Resistência Ativa

Um dos problemas do Controle de Modelo Interno é a dificuldade de rejeitar a perturbação do sistema. Se a dinâmica de $G(s)$ é rápida se comparada à dinâmica do sistema em malha fechada, então há a rejeição da perturbação. No entanto, a dinâmica da planta normalmente é mais lenta que a malha fechada, então a rejeição da perturbação deve ser desenvolvida pelo sistema, a partir da adição de mais uma realimentação interna, conforme mostra figura 5.2 (MORARI; ZAFIRIOU, 1989; OTTERSTEN, 2003).

Figura 5.2: Princípio da Resistência Ativa

A idéia é escolher o valor de Ra tal que a função de transferência da saída para a perturbação $G_{dy}(s)$ seja igual à função desejada $G_{dy}'(s)$, dadas abaixo.

$$G_{dy}(s) = \frac{s}{s + \alpha} \frac{1}{G(s) + Ra} \quad (5.6)$$

$$G_{dy}'(s) = K \frac{s}{(s + \alpha)^2} \quad (5.7)$$

Isso significa que a perturbação $D(s)$ é processada pela mesma constante de tempo que a malha de controle fechada (BLANCO, 1999).

5.3 Controlador do Ângulo de Passo da Turbina

As turbinas que possuem controle de velocidade e potência produzida pelo ajuste do ângulo de passo possuem um dispositivo mecânico de variação deste ângulo onde as pás são giradas longitudinalmente.

Acima da velocidade nominal do vento estabelecida para a turbina, a turbina passa a gerar potência também acima de seu valor nominal. Desta forma, a principal função do controlador do ângulo de passo é limitar a potência em seu valor máximo dentro dos limites nominais, porém mantendo a eficiência da turbina.

Para velocidades de vento abaixo da nominal, o controlador de ângulo de passo da turbina deve manter a máxima captação de energia, ou seja, deve manter o ângulo de passo igual a zero. Acima da velocidade nominal do vento, o controlador aumenta o ângulo de passo de forma a diminuir o coeficiente de potência e manter a potência constante.

O controle do ângulo de passo também é o responsável pelas cargas aerodinâmicas transmitidas pelo rotor à torre. Quanto maior a velocidade de resposta e atuação do ângulo de passo, esse efeito é agravado, dependendo, portanto, da estratégia de controle e projeto dos controladores (SILVA, 2006).

Para elaboração deste controlador, não foi utilizado o Controle de Modelo Interno, mas um método iterativo de comparação entre o coeficiente de potência de referência e o coeficiente de potência real da turbina. Esse controle foi implementado em uma S-Function a fim de permitir sua aplicação direta no Simulink (MatLab), e é mostrado abaixo.

```
%S-Function PassoControle

function[sys,x0]=sfunction(t,x,u,flag)
```

```

global ci dc b Rp

if (flag==0) %condicoes iniciais
    sys=[0 0 3 2 1 1];
    x0=[];
    Rp=40; %comprimento da pá [m]
    b=0;
    dc=0;

    %u(1)= cp
    %u(2)= v [m/s]
    %ro = densidade do ar [kg/m³]
    %A = área de varredura das pás [m²]

elseif (flag==3) % saídas

    % cálculo de ci
    if u(2)<0.5
        u(2)=0.5;
    end
    ci=2*10^6/((1/2)*pi*Rp^2*1.225*(u(2)^3));
    if ci>0.43822
        ci=0.43822;
    end

    % cálculo de beta
    if u(1)<0
        u(1)=0;
    end
    dc=u(1)-ci;

    if dc<0
        b=b-0.12;
    else
        if dc==0
            b=b;
        else
            if dc>0
                b=b+0.12;
            end
        end
    end

    if b<0;
        b=0;
    end

    sys=[b];
else
    sys=[];
end

```

O coeficiente de potência ideal é calculado considerando-se a potência em seu valor fixo nominal, e o valor instantâneo da velocidade do vento. Este coeficiente de potência é comparado com o real, no qual se utiliza a potência instantânea gerada pela turbina calculada a partir de valores reais e instantâneos. O resultado dessa comparação leva ao aumento ou a

diminuição do ângulo do passo, sendo este limitado em um valor mínimo igual a zero. Ver figura 5.3.

Figura 5.3. Gráfico da velocidade do vento (v) versus o coeficiente de potência (c_p) calculado com valores ideais de potência e com valores reais a partir da atuação da limitação de potência.

Devido ao método utilizado, na saída da S-Function, em que se tem o ângulo de passo de referência, foi utilizada uma realimentação com uma estrutura PI, a fim de se evitar que variações bruscas sejam repassadas aos outros controladores. Esta configuração faz com que se tenha uma curva mais suave, sem interferência no funcionamento real do sistema. A montagem deste sistema no MatLab/Simulink é mostrada na figura 5.4.

Figura 5.4: Controlador do ângulo de passo da turbina para limitação de potência.

A figura 5.5 mostra o comportamento do ângulo de passo em função da velocidade do vento durante a operação permitida para a turbina. Vê-se que o ângulo de passo tem valor inicial igual a zero, começando a aumentar a partir da velocidade nominal da turbina, chegando até, aproximadamente, $34,4^\circ$ para ventos a 25 m/s para que seja possível manter fixa a potência da turbina em seu valor nominal. A taxa de variação do ângulo de passo fica em torno de $2,5^\circ/\text{s}$.

Figura 5.5. Resposta do controlador do ângulo de passo. Variação do ângulo versus a variação do vento.

5.4 Conversor do Lado do Rotor

O conversor do lado da máquina funciona de forma a produzir correntes e tensões com amplitude, frequência e fase variáveis, utilizando técnicas de controle vetorial. Permite o fluxo de potência ativa e reativa de forma bi-direcional no circuito do rotor, podendo a máquina operar em velocidades subsíncrona e supersíncrona.

O principal objetivo do controlador deste conversor é controlar o gerador. Isso é feito a partir de um controle de corrente com orientação de campo que controla a corrente do rotor. Neste tipo de orientação, a componente em quadratura da corrente de rotor determina o torque aplicado enquanto a componente direta pode ser utilizada para controlar a potência reativa nos terminais do estator (GAGNON, 2005).

O controle deste conversor tem como entrada dados de referência provenientes da turbina. A partir da velocidade de rotação de referência do eixo da turbina, é possível definir-se o torque a ser aplicado ao gerador, e consequentemente a componente em quadratura de referência da corrente de rotor para que o mesmo funcione com máxima eficiência. A partir da potência reativa de referência determina-se a componente direta de referência da corrente do rotor. Os valores de referência da corrente do rotor são processados de forma a se determinar as tensões a serem aplicadas no rotor do GIDA.

Para aplicação desta estratégia, o controle deste conversor é formado basicamente por três controladores: o controlador de velocidade, o controlador de potência reativa e o controlador de corrente.

A figura 5.6 mostra o esquema do controlador, seus sinais de entrada e saída e blocos

representando seus controladores.

Figura 5.6: Controladores do conversor do lado do rotor no Simulink (Matlab).

5.4.1 Controle de Velocidade

O controle da velocidade é baseado na obtenção do torque eletromagnético de referência, e, conseqüentemente, da corrente do eixo q de referência, a partir da velocidade de referência imposta pela modelagem da turbina.

A relação entre a velocidade de referência elétrica de rotação da turbina e o torque, e sua respectiva função de transferência é dada por:

$$\frac{J}{P_p} \frac{d\omega_{re}}{dt} = T_e - T_m \quad (5.8)$$

$$G_v(s) = \frac{\omega_{re}}{T_e} = \frac{P_p}{Js} \quad (5.9)$$

O torque elétrico pode ser considerado como de referência devido à rápida dinâmica

do controlador de corrente que se encontra em cascata (PETTERSON, 2005).

Vê-se que a equação da relação possui uma perturbação, que seria o torque mecânico aplicado no eixo do gerador. Sendo assim, será necessária a utilização do método da Resistência Ativa, a fim de que esta perturbação não interfira no resultado desejado (HARNEFORS; NEE, 1998). Desta forma, tem-se:

$$Te^{ref} = Te'^{ref} - Ra_v \omega_{re} \quad (5.10)$$

$$G_v'(s) = \frac{\omega_{re}}{Te'^{ref}} = \frac{1}{\frac{J}{P_p} s + Ra_v} \quad (5.11)$$

$$F(s) = \frac{\alpha_v}{s} G'^{-1}(s) = kp_v + \frac{ki_v}{s} = \frac{J\alpha_v}{P_p} + \frac{Ra_v\alpha_v}{s} \quad (5.12)$$

Para determinar o valor da resistência ativa é necessário igualar a função de transferência entre a perturbação e a saída do sistema, e a equação desejada proposta pelo método da resistência ativa. Neste caso, tem-se:

$$\frac{\omega_{re}}{Te} = \frac{s}{s + \alpha} \frac{1}{G^{-1}(s) + Ra} = K \frac{s}{(s + \alpha)^2} \therefore Ra_v = \frac{\alpha_v J}{P_p} \quad (5.13)$$

Depois de testar o sistema a partir de simulações no MatLab/Simulink, foi selecionado um valor igual a 20 para α_v .

O torque elétrico relaciona-se diretamente com a componente em quadratura da corrente do rotor. A partir desta relação, calculada considerando-se o torque elétrico de referência, obtém-se a componente q de referência da corrente do rotor. A aproximação mostrada na equação abaixo pode ser considerada uma igualdade, já que o fluxo do estator varia conforme a tensão do estator.

$$T_e = 3P_p \text{Im}[\psi_1 i_2^*] \cong -3P_p \psi_1 i_{q2} \quad (5.14)$$

$$i_{q2}^{ref} = -\frac{T_e^{ref}}{3P_p \psi_1} \quad (5.15)$$

A figura 5.7 mostra o esquema do controlador.

Figura 5.7: Controlador de velocidade da turbina.

A figura 5.8 mostra o gráfico comparativo da entrada de referência e da saída do controlador (a), e o gráfico referente ao torque de referência gerado (b). Devido à proximidade dos valores plotados no gráfico (a), eles se encontram praticamente sobrepostos sendo perceptível somente uma curva no gráfico. A curva no gráfico (b) mostra que no instante em que se inicia a variação positiva na velocidade de rotação do gerador, há um pulso que eleva o torque eletromagnético a valores positivos. Esse comportamento é aceitável de acordo com a equação de conversão eletro-mecânica de energia. O torque elétrico, neste caso, vence as forças do torque mecânico, a fim de manter a elevação da velocidade durante o intervalo preposto. Vê-se que o torque se torna positivo durante o período em que a velocidade do vento se encontra entre 6,15 a 10,81 m/s. Esse período configura a operação da máquina como “motor” já que o torque se encontra no mesmo sentido que a velocidade de rotação, ou seja, neste período a máquina está absorvendo energia da rede.

Figura 5.8: a) Velocidade angular de referência e de saída do controlador de velocidade. b) Torque eletromagnético de referência.

5.4.2 Controle de Potência

O controlador da potência reativa tem como entrada a potência reativa de referência, desejada pelo operador do aerogerador, a ser imposta na rede elétrica. Como o fluxo pode ser considerado constante, a potência reativa tem relação direta com a componente direta da corrente de rotor.

$$Q_1 = 3\omega_1\psi_1 i_{d1} = 3\omega_1\psi_1 \left(\frac{\psi_1}{L_m} - i_{d2} \right) \quad (5.16)$$

$$G_q(s) = \frac{Q_1}{i_{d2}^{ref}} = -3\omega_1\psi_1 \quad (5.17)$$

Analizando a equação 5.16, percebe-se que um dos seus componentes pode ser considerado uma perturbação. Porém, neste caso, não será necessário o uso do método da Resistência Ativa, já que a função de transferência da planta é uma relação constante (PETTERSON, 2005). Sendo assim, o PID é suficiente para manter a estabilidade do sistema.

$$F(s) = \frac{\alpha_q}{s} G_q^{-1}(s) = kp_q + \frac{ki_q}{s} = -\frac{\alpha_q}{3\omega_1\psi_1 s} = -\frac{\alpha_q}{3v_1 s} \quad (5.18)$$

O α_q deste sistema foi determinado a partir do valor utilizado pelo controlador de velocidade, já que ambos os controladores geram sinais de referência para o controlador de corrente.

A figura 5.9 abaixo mostra o esquema deste controlador. A figura 5.10 mostra a saída do controlador e sua entrada de referência, sendo a entrada de referência a potência reativa fixa e igual à zero. Assim como no controle de velocidade, a proximidade dos valores faz a impressão de apenas uma curva no gráfico.

Figura 5.9: Controlador de potência reativa.

Figura 5.10: Potência reativa de referência e de saída do controlador de potência reativa.

5.4.3 Controle de Corrente

Os sinais de referência do controlador de corrente vêm dos controladores de velocidade e de potência reativa. Esses sinais são as correntes de rotor, direta e em quadratura. A partir destes valores de entrada, são induzidas tensões no gerador capazes de gerar as correntes desejadas na saída. Como serão trabalhadas as correntes direta e em quadratura, serão duas malhas de controle, uma para o controle de cada corrente.

O primeiro passo é colocar as equações do GIDA em função das correntes de rotor. Desta forma, manipulando as equações do GIDA, é possível obter-se:

$$v_2 = (R_1 + R_2 + j\omega_2 L_\sigma) i_2 + L_\sigma \frac{di_2}{dt} + E \quad (5.19)$$

$$E = v_1 - \left(j(\omega_1 - \omega_2) + \frac{R_1}{L_m} \right) \psi_1 \quad (5.20)$$

$$G_i(s) = \frac{i_2}{v_2} = \frac{1}{R_1 + R_2 + j\omega_2 L_\sigma + sL_{\sigma 2}} \quad (5.21)$$

O termo E na equação 5.20 é a força contra-eletroriz do sistema. É possível incluir um termo na realimentação para compensar as variações causadas por esta força, assim como o desacoplamento das correntes direta e em quadratura é feito por meio de realimentação deste mesmo termo (DATTA; RANGANATHAN, 1999; PENA; CLARE; ASHER, 1996).

$$v_2 = v'_2 + (j\omega_2 L_\sigma - Ra_i)i_2 + E \quad (5.22)$$

$$G'_i(s) = \frac{i_2}{v'_2} = \frac{1}{R_1 + R_2 + Ra_i + sL_\sigma} \quad (5.23)$$

$$F(s) = \frac{\alpha_i}{s} G'^{-1}(s) = kp_i + \frac{ki_i}{s} = \alpha_i L_\sigma + \frac{\alpha_i(R_1 + R_2 + Ra_i)}{s} \quad (5.24)$$

Como estes controladores estarão em cascata, o controlador de corrente deverá ter uma dinâmica mais rápida que os outros controladores anteriores a ele. Depois de simular o sistema no MatLab/Simulink, foi selecionado um valor igual a 200 para α_v .

A resistência ativa é introduzida para evitar as variações da força contra-eletroriz. Ela irá forçar que as alterações nos valores da força contra-eletroriz possuam a mesma dinâmica da realimentação.

$$\frac{i_2}{E} = \frac{s}{s + \alpha} \frac{1}{G^{-1}(s) + Ra} = K \frac{s}{(s + \alpha)^2} \therefore Ra_i = \alpha_i L_\sigma - R_1 - R_2 \quad (5.25)$$

Como cada componente da corrente controla uma variável específica diferente, é necessário que a malha de controle seja separada para o eixo d e para o eixo q .

$$v_{d2} = (R_1 + R_2)i_{d2} + \omega_2 L_\sigma i_{q2} + L_\sigma \frac{di_{2d}}{dt} + E_d \quad (5.26)$$

$$v_{d2} = v'_{d2} - \omega_2 L_\sigma i_{2q} - Ra_i i_{d2} + E_d \quad (5.27)$$

$$E_d = -\frac{R_1}{L_m} \psi_1 \quad (5.28)$$

$$v_{q2} = (R_1 + R_2)i_{q2} + \omega_2 L_\sigma i_{d2} + L_\sigma \frac{di_{q2}}{dt} + E_q \quad (5.29)$$

$$v_{q2} = v'_{q2} + \omega_2 L_\sigma i_{2d} - Ra i_{q2} + Eq \quad (5.30)$$

$$E_q = v_1 - (\omega_1 - \omega_2)\psi_1 \quad (5.31)$$

A figura 5.11 mostra o esquema dos dois controladores no Simulink, e a figura 5.12 mostra a entrada de referência em comparação com a saída real das correntes diretas e em quadratura. Vê-se que, em ambos os casos, os valores são muito próximos, deixando as curvas praticamente sobrepostas. A corrente direta se mantém fixa e igual a 340 A, a fim de que a potência reativa seja mantida igual a zero. Já a corrente em quadratura é diretamente relacionada ao torque elétrico do gerador, de acordo com o controlador de velocidade.

Figura 5.11: Controlador de corrente do rotor do GIDA.

Figura 5.12: a) Corrente direta do rotor de referência e de saída; b) Corrente em quadratura do rotor de referência e de saída.

5.5 Conversor do Lado da Rede

O conversor do lado da rede fica instalado voltado para a rede elétrica, possuindo a mesma configuração do conversor do lado do rotor. Essa configuração garante a bi-direcionalidade da operação dos conversores, podendo operar como retificador ou inversor.

O principal objetivo do conversor do lado da rede é controlar a tensão do barramento cc, que deve ser mantida constante independente do valor e do sentido do fluxo da potência no conversor. Desta forma, havendo variação da potência transmitida pelo conversor do lado do rotor, esta variação deve ser repassada integralmente a rede.

Este controlador possui como entrada sinais referentes ao barramento de corrente contínua, do filtro e da rede. A partir dos dados do barramento cc é possível fazer o controle da tensão deste barramento, gerando uma corrente de referência para o filtro. A corrente de referência para o filtro gerada é utilizada no controlador da corrente do filtro, juntamente com dados da rede.

A figura 5.13 mostra o esquema do controlador do conversor do lado da rede montado no MatLab/Simulink. É possível identificar os sinais de entrada do sistema utilizados, assim como os sinais de saída gerados pelo conversor e pelos controladores.

Figura 5.13: Controladores do conversor do lado da rede no Simulink (Matlab).

5.5.1 Controle de Tensão do Barramento CC

O controle da tensão do barramento cc é baseado na tensão cc de referência, determinada pelo projeto e já calculada na modelagem matemática do barramento cc. Uma maneira de simplificar o controle do barramento cc é a partir da linearização do sistema para que seja possível aplicar as técnicas de controle linear.

$$W = v_{cc}^2 \quad (5.32)$$

$$\frac{1}{2} C \frac{dW}{dt} = -P_f - P_2 \quad (5.33)$$

$$P_f \cong 3v_1 i_{qf} \quad (5.34)$$

$$G_{cc}(s) = \frac{W}{i_{qf}} = -\frac{6v_1}{Cs} \quad (5.35)$$

A aproximação da potência de filtro a equação dada acima é feita considerando que as perdas do sistema sejam baixas e que o sistema esteja sobre orientação de fluxo de rede. Assumindo-se a realimentação com dinâmica rápida, a corrente de filtro da equação da potência do filtro pode ser considerada como de referência.

$$i_{qf}^{ref} = i_{qf}^{ref} + Ra_{cc} W \quad (5.36)$$

$$G_{cc}'(s) = \frac{W}{i_{qf}^{ref}} = -\frac{6v_1}{sC + 6v_1 Ra_{cc}} \quad (5.37)$$

$$F(s) = \frac{\alpha_{cc}}{s} G'^{-1}(s) = kp_{cc} + \frac{ki_{cc}}{s} = -\frac{\alpha_{cc}C}{6v_1} - \frac{\alpha_{cc}Ra_{cc}}{s} \quad (5.38)$$

O controle de tensão do barramento cc é o precursor de um controle em cascata. Desta forma, ele deve assumir uma dinâmica mais lenta se comparado ao controlador de corrente que tem como sinal de referência o sinal de saída do controlador de tensão. Serão utilizados os mesmos valores de banda de passagem utilizados nos controladores em cascata do conversor do lado do rotor. Neste caso, o valor de α_{cc} será igual a 40.

Devido à potência P_2 que é uma componente do sistema agindo como perturbação, será necessária a implantação do método da Resistência Ativa.

$$\frac{W}{P_2} = \frac{s}{s + \alpha} \frac{1}{G^{-1}(s) + Ra} = K \frac{s}{(s + \alpha)^2} \therefore Ra_{cc} = \frac{\alpha_{cc}C}{6v_1} \quad (5.39)$$

A figura 5.14 mostra o modelo do controlador de tensão do barramento cc montado no MatLab/Simulink. É possível observar os sinais de entrada e saída do sistema. A entrada vcc_ref é dada pelo valor calculado da tensão no barramento cc durante a modelagem matemática deste barramento, igual a 1400 V. A figura 5.15 mostra o sinal de referência da tensão e seu valor real. Os valores obtidos na saída são tão próximos ao da entrada que são praticamente sobrepostos.

Figura 5.14: Controlador de tensão do barramento cc.

Figura 5.15: Tensão do barramento cc de referência e de saída.

5.5.2 Controle de Corrente do Filtro de Rede

Os sinais de entrada de referência deste controlador são as componentes direta e em quadratura da corrente do filtro, a primeira é definida a partir do valor desejável para a potência reativa que será entregue à rede por meio deste conversor, por isso normalmente considerada nula, e a segunda determinada a partir do controlador da tensão do barramento cc.

$$v_f = (R_f + j\omega_1 L_f) i_f + L_f \frac{di_f}{dt} + v_1 \quad (5.40)$$

$$G_f(s) = \frac{i_f}{v_f} = \frac{1}{R_f + j\omega_1 L_f + sL_f} \quad (5.41)$$

A resistência ativa será introduzida com o objetivo de compensar os efeitos da tensão da rede no sistema. Também será introduzido na realimentação um componente a fim de desacoplar as componentes d e q da corrente do filtro.

$$v_f = v'_f + (j\omega_1 L_f - Ra_f) i_f \quad (5.42)$$

$$G'_i(s) = \frac{i_f}{v'_f} = \frac{1}{R_f + Ra_f + sL_f} \quad (5.43)$$

$$F(s) = \frac{\alpha_i}{s} G'^{-1}(s) = kp_f + \frac{ki_f}{s} = \alpha_f L_f + \frac{\alpha_f (R_f + Ra_f)}{s} \quad (5.44)$$

Este controlador deve ter uma dinâmica mais rápida que o controlador de tensão do barramento cc, pois os mesmos estão em cascata, sendo o controlador de corrente do filtro dependente dos sinais do controlador de tensão do barramento cc. Sendo assim, este controlador deve ter uma dinâmica mais rápida, sendo escolhido o valor para α_f igual a 400.

$$\frac{i_f}{v_1} = \frac{s}{s + \alpha} \frac{1}{G^{-1}(s) + Ra} = K \frac{s}{(s + \alpha)^2} \therefore Ra_f = \alpha_f L_f - R_f \quad (5.45)$$

Assim com no caso do controlador da corrente do rotor, este controlador controla os dois componentes da corrente do filtro, devendo, então, cada componente ser modelado separadamente.

$$v_{df} = R_f i_{df} - \omega_1 L_f i_{qf} + L_f \frac{di_{df}}{dt} \quad (5.46)$$

$$v_{df} = v'_{df} - \omega_1 L_f i_{qf} - Ra_f i_{df} \quad (5.47)$$

$$v_{qf} = R_f i_{qf} + \omega_1 L_f i_{df} + L_f \frac{di_{qf}}{dt} + v_1 \quad (5.48)$$

A figura 5.16 mostra o diagrama dos dois controladores, montados no Simulink. Como entrada, estes controladores possuem as componentes da corrente de referência direta e em quadratura. O valor da tensão obtido a partir da entrada de referência segue para o modelo matemático do filtro, retornando o valor da corrente real do sistema.

No gráfico 5.17, observa-se que a componente direta do filtro é nula. Essa corrente foi imposta nula a fim de se obter uma potência reativa também nula na saída do conversor do lado da rede. A componente em quadratura apresenta oscilações durante o período de variação de velocidade do rotor. Essas oscilações são influenciadas pelo fluxo de potência do filtro e do rotor, que regulam a tensão do barramento cc, que gera a corrente q de referência a fim de manter a tensão neste barramento estabilizada.

Figura 5.16: Controlador de corrente do filtro da rede.

Figura 5.17: a) Corrente direta do filtro de referência e de saída; b) Corrente em quadratura do filtro de referência e de saída.

5.6 Sistema de Geração Eólico-Elétrica

Depois de explicado cada componente do sistema de geração eólico-elétrico, este capítulo visa mostrar a visão geral do sistema, montado no Simulink, a fim de se poder verificar as relações entre as variáveis.

Figura 5.18: Visão geral do sistema de geração eólico-elétrica montado no Simulink.

Capítulo 6

Fluxo de Potência no Sistema

A fim de se fazer o estudo do fluxo de potência da máquina, é necessário correlacionar as potências geradas e absorvidas no sistema. Desta forma, a convenção para o sentido das potências será conforme o modelo do sistema na figura 6.1, baseada no diagrama elétrico do sistema na figura 3.8. Devido à equação eletromecânica de energia ser utilizada no referencial de motor, a potência mecânica cedida ao gerador pela turbina será negativa.

Figura 6.1: Representação do fluxo de potência adotado no sistema.

A partir da análise do sistema, pode-se concluir que:

$$P_m = P_1 + P_2 \quad (6.1)$$

$$P_2 = -P_f \quad (6.2)$$

$$P_g = P_f - P_1 = -P_2 - P_1 \quad (6.3)$$

$$P_g = v_{q1} i_g = v_{q1} (i_{qf} - i_{q1}) \quad (6.4)$$

A potência da rede é função das correntes e da tensão da rede. Sendo a tensão da rede constante, a potência é função diretamente das correntes de estator e de filtro, sendo função, portanto, das potências ativas de estator e filtro.

Os resultados destas equações são mostrados nos gráficos da figura 6.2. O gráfico (a) mostra a relação entre as potências de estator, rotor e mecânica da máquina. O gráfico (b) mostra as curvas de potência de rotor e de filtro, comprovando a igualdade negativa entre as

mesmas. O gráfico (c) e (d) comprova a terceira equação, que relaciona a potência de rede com as potências de estator e rotor. Para comprovar a quarta equação, em ambos os gráficos (c) e (d) o valor de P_g foi calculado a partir dos valores das correntes de estator e de filtro de rede e tensão de estator.

Figura 6.2: Resultados da simulação do sistema, a fim de comprovar as equações (6.1) a (6.4).

As potências também podem ser obtidas a partir do escorregamento da máquina. O balanço de energia do gerador é caracterizado por uma fração s de potência sendo fornecida ao circuito de rotor, e $(1-s)$ ao eixo da máquina, produzindo a potência elétrica total no estator (BIM, 1981).

$$P_1 = \frac{P_m}{1-s} \quad (6.5)$$

$$P_2 = -\frac{sP_m}{1-s} \quad (6.6)$$

$$P_2 = -sP_1 \quad (6.7)$$

$$Q_1 + \frac{Q_2}{s} = Q_0 \quad (6.8)$$

A potência ativa de rotor é função inversa do escorregamento. Sendo assim, na inversão do escorregamento de positivo para negativo (velocidade sub para supersíncrona), a potência ativa de estator responderá de forma contrária. Sendo apenas uma fração da potência ativa de estator, a potência reativa, que percorre os conversores, atinge valores mais baixos, comprovando uma das vantagens desta topologia.

Os gráficos representados na figura 6.3 mostram o cálculo da potência ativa de estator e de rotor por meio de variáveis elétricas, e sua comparação com o resultado do cálculo que relaciona o escorregamento e a potência mecânica do eixo do gerador (equações (6.5), (6.6) e (6.7)).

Figura 6.3: Resultados da simulação do sistema, comprovando as equações (6.5) e (6.6).

Numa situação normal, a magnetização da máquina é fornecida pela rede através da conexão com o estator. Uma vez que o estator está diretamente conectado à rede, a magnetização da máquina pode ser considerada constante. Apesar de constante, a magnetização da máquina pode ser distribuída entre o rotor e o estator. Isto é possível, pois as correntes de rotor são controladas. Sendo assim, pode-se aumentar a corrente reativa do rotor fazendo com que a magnetização da máquina seja também fornecida pelo rotor (PENA; CLARE; ASHER, 1996).

A potência reativa entregue à rede é igual à potência reativa de estator, que é controlada por meio do controlador de potência reativa. Neste caso, será sempre considerado que a corrente i_{df} é igual a zero, portanto o conversor do lado da rede não entregará potência reativa à rede. A potência Q_2 , então, será responsável pela magnetização ou desmagnetização

da máquina, mantendo a potência reativa de estator no valor desejado. Para que possa ser relacionada ao sistema, esta potência é dividida pelo escorregamento, sendo vista, então, pelo estator. O componente Q_0 representa a potência reativa associada aos fluxos de dispersão do estator e do rotor e ao entreferro (magnetização), sendo, portanto, sempre positivo.

A partir destas considerações, é possível analisar esta equação a fim de se conhecer as condições que devem ser satisfeitas para que a máquina de indução duplamente alimentada funcione com os diversos fatores de potência (BIM, 1981).

- *Fator de potência adiantado:* $Q_1 < 0 \therefore \frac{Q_2}{s} > Q_0$
- *Fator de potência atrasado:* $Q_1 > 0 \therefore \frac{Q_2}{s} < Q_0$
- *Fator de potência unitário:* $Q_1 = 0 \therefore \frac{Q_2}{s} = Q_0$

Na figura 6.4, vê-se as curvas que representam a relação entre as potências reativas para fator de potência unitário. Vê-se que, neste caso, Q_1 é igual a zero, o que faz com que os outros termos sejam iguais.

Figura 6.4: Resultados da simulação do sistema, comprovando a equação (6.8).

Capítulo 7

Regimes de Operação do Sistema

7.1 Análise do torque

$$\frac{J}{P_p} \frac{d\omega_{re}}{dt} = T_e - T_m \quad (7.1)$$

A partir da equação de conversão eletro-mecânica (7.1) pode-se concluir que o torque elétrico e o torque do eixo assumem sentidos contrários, que se equilibram de acordo com a aceleração do eixo do sistema.

O torque mecânico é dependente da força aplicada ao eixo do gerador pelo vento. Sendo assim, ele terá sempre um só sentido, que, neste trabalho, será negativo. Diferentemente do torque mecânico, o torque elétrico pode assumir sentido positivo ou negativo, dependendo do que é solicitado pelo sistema. Se o torque elétrico assume o mesmo sentido que o torque mecânico, então a máquina trabalha como motor, se assume sentido contrário, então a máquina trabalha como gerador.

a) $T_e > 0$

O torque elétrico maior que zero, neste trabalho, implicará na atuação da máquina como motor. Como o torque mecânico será sempre negativo, o torque elétrico positivo na equação (7.1) implicará que ambos estarão se somando para a sustentação da aceleração solicitada.

b) $T_e < 0$

Neste trabalho, o torque elétrico negativo implicará na atuação da máquina como gerador. Para o torque elétrico negativo, na equação (7.1), o sinal de diferença será

mantido, confirmando que ambos os torques terão forças em sentido contrário, configurando operação como gerador.

A potência mecânica é diretamente relacionada ao torque. Sendo assim, se o torque é positivo, a potência mecânica também é positiva e doada à máquina. Se o torque é negativo, a potência mecânica também é negativa e absorvida pela máquina.

O controle de velocidade da máquina pode solicitá-la a aumentar (aceleração positiva) ou diminuir sua velocidade (aceleração negativa). Como o torque mecânico é dependente de fatores externos, o torque elétrico é controlado a fim de atingir a velocidade solicitada. Se a aceleração solicitada é maior do que o torque mecânico consegue suprir, então o torque elétrico atinge seus extremos podendo transformar um gerador em motor e vice-versa.

7.2 Análise do escorregamento

$$s = \frac{\omega_1 - \omega_{re}}{\omega_1} = \frac{\omega_2}{\omega_1} \quad (7.2)$$

Se o torque elétrico define a operação da máquina como gerador e como motor, o escorregamento define a operação com velocidade sub ou supersíncrona, a partir da relação entre a velocidade síncrona e de rotação elétrica do rotor.

$$a) \quad \omega_1 = \omega_{re} \rightarrow s = 0$$

Nesta situação, a velocidade de rotação do rotor é igual à velocidade síncrona. Para o aerogerador estudado, a velocidade síncrona de rotação do eixo é alcançada em ventos próximos de 8,81 m/s.

$$b) \quad \omega_1 > \omega_{re} \rightarrow 0 < s < 1$$

A velocidade síncrona é maior que a velocidade elétrica do rotor, implicando que o máquina atua em velocidade subsíncrona. Situação ideal para um motor. Isso ocorrerá à máquina para velocidades de vento abaixo de 8,81 m/s neste sistema.

$$c) \quad \omega_1 < \omega_{re} \rightarrow s < 0$$

A velocidade de rotação do gerador é maior que a velocidade síncrona, significando que a máquina atua em velocidade supersíncrona. Situação ideal para um gerador. Essa situação ocorre para ventos com velocidade acima de 8,81 m/s.

Figura 7.1: Gráfico que relaciona o escorregamento e a velocidade do vento para a operação do aerogerador deste trabalho.

Baseando-se nas relações entre fluxos de potência, torque e escorregamento, distinguem-se seis regiões básicas para este sistema, definidas a partir do escorregamento e do torque eletromagnético. Neste trabalho, serão comentadas apenas quatro regiões, que serão regiões em que o aerogerador poderá operar (BIM, 1981).

a) Região 1: Motor Supersíncrono, $s < 0$ e $T_e > 0$

Para o torque elétrico positivo, a potência mecânica será positiva.

Por meio da equação (6.5), observa-se que para escorregamento negativo a potência ativa de estator será positiva, implicando que a mesma estará absorvendo energia da rede, se observado os sentidos das potências adotados na figura 6.1. Observando a equação (6.6) conclui-se a potência reativa de rotor será positiva, implicando que a mesma também estará absorvendo potência da rede.

Por meio da equação (6.8), e considerando-se o fator de potência unitário e adiantado, a potência reativa de rotor será obrigatoriamente negativa. Operando com fator de potência atrasado, a mesma poderá ser positiva ou negativa, contando que seja menor que Q_0 .

b) Região 2: Gerador Convencional (supersíncrono), $s < 0$ e $T_e < 0$

Para o torque elétrico negativo, a potência mecânica será negativa.

A máquina funciona como gerador na faixa de escorregamento usual, ou seja, com escorregamento negativo. O rotor é acionado mecanicamente a uma velocidade angular maior que a do campo girante. De acordo com a equação (6.5) e (6.6), tanto estator quanto rotor entrega potência ativa à rede. Como a potência de rotor é devolvida à rede, não é necessário o acesso ao mesmo, porém no caso do sistema deste trabalho, esta potência é aproveitada pela rede.

Como as potências reativas são dependentes apenas do escorregamento da máquina, e não do torque, elas terão o mesmo comportamento que para o motor supersíncrono.

c) Região 3: Motor Convencional (subsíncrono), $0 < s < 1$ e $T_e > 0$

Torque positivo, potência mecânica positiva.

Nesta situação, o motor opera com velocidades abaixo da síncrona. Por meio da equação (6.5), conclui-se que o estator estará absorvendo energia da rede, e, por meio da equação (6.6), conclui-se que o rotor estará entregando energia. Não há necessidade de acesso ao rotor, porém pode-se controlar velocidade e fator de potência a partir de um circuito incorporado em seu terminal.

Com fator de potência unitário e adiantado, a potência reativa de rotor será obrigatoriamente positiva para compensar a potência Q_0 . Com fator de potência atrasado a potência poderá assumir ambos os sentidos, contando que seja menor que Q_0 .

d) Região 4: Gerador Subsíncrono, $0 < s < 1$ e $T_e < 0$

Com torque negativo, tem-se potência mecânica negativa.

De acordo com a equação (6.5) o estator estará entregando potência à rede, enquanto que pela equação (6.6), o rotor estará absorvendo energia da rede. Sendo assim, para que a máquina funcione como gerador subsíncrono é necessário que se tenha acesso aos terminais de rotor.

Como a potência reativa depende apenas do escorregamento, o seu comportamento será o mesmo que para o motor convencional.

Capítulo 8

Simulação do Sistema

Será feita a análise do funcionamento do sistema para os diferentes comportamentos do vento propostos para o fator de potência unitário. Também será analisado o comportamento do sistema para fator de potência indutivo e capacitivo, no entanto, será considerada apenas a rampa com aceleração $0,26 \text{ m/s}^2$ (figura 8.2a), que será suficiente para obtenção das informações necessárias para análise.

A simulação será feita no MatLab/Simulink, de acordo com os modelos matemáticos e controladores apresentados.

8.1 Modelagem do Vento

Além da distribuição de probabilidade da velocidade do vento, outros fatores meteorológicos afetam a realização do projeto e o desempenho operacional do sistema:

- a velocidade do vento média e sua variação diária, mensal e sazonal;
- a variação da velocidade do vento com a altura;
- as rajadas de vento e sua variação em amplitude e direção;
- as variações diárias e sazonais da densidade do ar e também com a altura (SILVA, 2006).

Baseando-se em outros trabalhos (SILVA, 2006; SILVA, 1988), o modelo matemático do vento proposto neste trabalho contempla três comportamentos do vento, sendo: vento constante, rajada cossenoidal, e rampa ascendente ou descendente.

- a) Vento Constante: será considerada a velocidade de vento constante para ventos abaixo (v_{c1}) e acima (v_{c2}) da velocidade nominal do vento.

$$v_{c1} = 9 \text{ m/s p/ } 0 < t < 10 \text{ s} \quad (8.1)$$

$$v_{c2} = 15 \text{ m/s p/ } 0 < t < 10 \text{ s} \quad (8.2)$$

Figura 8.1: Modelo de vento constante. a) v_{c1} : abaixo da velocidade nominal; b) v_{c2} : acima da velocidade nominal.

- b) Rampa Ascendente: neste caso, será considerada uma rampa ascendente com aceleração menor e outra com aceleração maior, a fim de se observar o comportamento do torque.

$$v_{rp1} = \begin{cases} 4, \text{ p/ } t < 5 \text{ s} \\ 4 + 0,26(t - 5), \text{ p/ } 5 < t < 85 \text{ s} \\ 25, \text{ p/ } t > 85 \text{ s} \end{cases} \quad (8.3)$$

$$v_{rp2} = \begin{cases} 4, \text{ p/ } t < 5 \text{ s} \\ 4 + 0,84(t - 5), \text{ p/ } 5 < t < 30 \text{ s} \\ 25, \text{ p/ } t > 30 \text{ s} \end{cases} \quad (8.4)$$

Figura 8.2: Modelo de rampa de vento ascendente. a) v_{rp1} : aceleração $0,26 \text{ m/s}^2$; b) v_{rp2} : aceleração $0,84 \text{ m/s}^2$.

c) Rampa Descendente.

$$v_{-rp1} = \begin{cases} 25, p/ & t < 5 \text{ s} \\ 25 - 0,42(t - 5), p/ & 5 < t < 55 \text{ s} \\ 4, p/ & t > 55 \text{ s} \end{cases} \quad (8.5)$$

Figura 8.3: Modelo de rampa de vento descendente com aceleração $-0,26 \text{ m/s}^2$.

d) Rajada senoidal: a rajada senoidal representa meio ciclo positivo de senóide, partindo da velocidade de vento de 9 m/s chegando a um pico de 13 m/s e depois retornando novamente para 9 m/s . Este meio ciclo tem um intervalo próximo de 10 s .

Figura 8.4: Modelo de vento em rajada senoidal.

8.2 Fator de Potência Unitário

Independente do tipo de vento aplicado sobre o sistema, em regime permanente, ele

opera gerando o máximo de potência possível e suas variáveis são controladas a fim de manter a maior eficiência na geração. Desta forma, a tabela abaixo apresenta os valores atingidos pelo sistema em regime permanente, em sua máxima geração.

Tabela 1. Dados do sistema para fator de potência unitário

Pot. ativa da rede	P_g	2 MW
Pot. ativa de estator	P_1	-1,54 MW
Pot. ativa de rotor	P_2	-0,46 MW
Pot. reativa de estator	Q_1	0,0 VAr
Pot. reativa de rotor	Q_2	-0,23 MVar
Pot. reativa fluxos	Q_0	0,77 MVar
Corrente direta da rede	I_{dg}	0,0 A
Corrente quadr. da rede	I_{qg}	1673,8 A
Corrente direta de rotor	I_{d2}	340,8 A
Corrente quadr. de rotor	I_{q2}	1287,6 A
Corrente direta estator	I_{d1}	0,0 A
Corrente quadr. estator	I_{q1}	-1287,6 A
Corrente direta filtro	I_{df}	0,0 A
Corrente quadr. filtro	I_{qf}	386,4 A

Pode-se observar que a maior parte da potência ativa entregue à rede é suprida pela potência ativa de estator. A potência reativa absorvida para os fluxos também tem alto valor, porém é anulada pela potência reativa de estator, quando esta é vista pelo estator, fazendo com que a potência reativa de estator seja nula.

Devido às relações e ajustes nas equações, a corrente em quadratura de estator é igual ao inversa da quadratura de rotor. A corrente do filtro é ajustada a fim de manter a tensão no barramento cc constante a partir das variações da corrente de rotor, e este foi o valor encontrado para manter o equilíbrio do sistema. Da mesma forma, o valor da corrente i_{d2} foi o valor encontrado pelo equilíbrio do sistema a fim de se manter a potência reativa Q_1 nula.

Analisando a figura 8.5, observa-se que corrente e tensão de rede estão em fase, como esperado para um fator de potência unitário.

Figura 8.5: Representação da fase da tensão e da corrente de rede, mostrando que a defasagem é nula.

8.2.1 Vento constante com valor abaixo do nominal (v_{cl})

Partindo do pressuposto de que o vento nunca se iniciará em uma dada velocidade, e que a turbina já estará em funcionamento na velocidade imposta de 9 m/s, não será analisado, neste caso as oscilações causadas pelo aumento abrupto da velocidade do vento. De qualquer forma, estas oscilações são compensadas muito rapidamente pelo sistema, em um tempo inferior à 0,3 s.

A máquina se comporta como um gerador convencional (supersíncrono), já que a sua velocidade síncrona é atingida para ventos com velocidade próxima a 8,8 m/s e o torque elétrico tem valor negativo (figura 8.6d). Neste caso, ela tem velocidade igual a, aproximadamente, 1846 rpm, um pouco acima da síncrona que é igual a 1800 rpm, caracterizando um baixo escorregamento. Como o gerador opera a uma velocidade pouco acima da síncrona, o rotor entrega pouca potência ao sistema, sendo quase toda potência entregue a rede fornecida pelo estator. Nesta situação, a máquina possui alta potência reativa de magnetização por operar com velocidade próxima a velocidade síncrona, sendo a potência reativa de rotor negativa por operar em velocidade supersíncrona (figura 8.6c).

A potência ativa entregue pela turbina é limitada pela própria velocidade do vento, que está abaixo do seu valor nominal que seria 11,4 m/s. Observa-se que esta potência é próxima de 1 MW, ao contrário da nominal que seria igual a 2 MW (figura 8.6a). Como a potência da turbina não ultrapassa e nem ao menos atinge o valor nominal (figura 8.6b), o ângulo de passo não atua, sendo mantido igual a 0° a fim de aumentar a captação de energia do vento ao

máximo (figura 8.6e).

A limitação das potências ativas de estator e rotor pelo vento reflete na potência total do sistema. A potência total do sistema fica limitada, então, à potência entregue pela turbina, apresentando um valor também próximo de 1 MW (figura 8.6a).

Figura 8.6: Gráficos das variáveis do sistema para velocidade de vento constante v_{c1} .

8.2.2 Vento constante com valor acima do nominal (v_{c2})

Pelos mesmos motivos propostos para a análise do sistema para o vento v_{c1} , neste caso também não serão avaliadas as oscilações iniciais de resposta a entrada abrupta de velocidade do vento. Porém, como neste caso a velocidade do vento é mais alta que no caso v_{c1} , e ainda acima da nominal, o sistema tem uma resposta mais lenta, provocada principalmente pela operação do ângulo de passo, que passa a atuar neste caso. Desta forma, as oscilações começam a ser compensadas a partir de aproximadamente 2 s.

Neste caso, a máquina trabalha como gerador convencional, já que está acima de sua velocidade síncrona. Observa-se que neste tipo de operação tanto rotor quanto estator fornecem energia ao sistema (figura 8.7a). Com fator de potência unitário a potência reativa de estator é nula, equilibrada pela potência reativa de rotor que entrega reativos para os fluxos de dispersão da máquina (figura 8.7c).

Como trabalha com velocidade do vento acima do valor nominal, suas potências ativas são limitadas em seus valores máximos devido à atuação do ângulo de passo. A partir do gráfico na figura 8.7e vê-se que o ângulo de passo é igual a, aproximadamente, $17,5^\circ$ para manter o sistema limitado em 2 MW nesta velocidade de vento.

Com o vento em velocidade constante o gerador opera também em velocidade constante e ideal, igual a 2340,4 rpm neste caso. Com a aceleração nula, os torques mecânico e elétrico tem valores iguais e negativos (figura 8.7d), salientando a operação como gerador convencional em que se tem o torque elétrico em sentido contrário ao de rotação do rotor.

Figura 8.7: Gráficos das variáveis do sistema para velocidade de vento constante v_{c2} .

8.2.3 Vento em rampa crescente com aceleração $0,26 \text{ m/s}^2$ (v_{rp1})

A máquina se comporta, neste caso como gerador sub e supersíncrono. O torque elétrico e magnético são negativos, confirmando o comportamento de gerador em todos os instantes (figura 8.8d), e o escorregamento passa por zero, mostrando o funcionamento sub e supersíncrono (figura 8.8f). Juntamente com o escorregamento, a variação de velocidade sub para supersíncrona também pode ser observada o gráfico da velocidade (figura 8.8e), lembrando que a velocidade síncrona do gerador é 1800 rpm.

O vento parte de seu valor mínimo a seu valor máximo, o que permite analisar o comportamento da máquina em várias situações. O aerogerador entra em funcionamento para ventos a partir de 4 m/s, o que faz com que haja oscilações no início do processo, porém rapidamente compensadas pelos controladores PI. Para ventos a partir de 6,1 m/s a velocidade do gerador começa a aumentar com aceleração constante, a fim de manter a relação ótima da velocidade específica (figura 8.8e). Neste instante, o torque elétrico tende a forçar essa

aceleração (figura 8.8d), que dura até a velocidade máxima permitida para o gerador que é 2340 rpm, e também a potência máxima permitida para a turbina, a partir da qual o sistema se comporta de forma constante. O comportamento constante é conseguido a partir da limitação do ângulo de passo, que limita a potência da turbina em seu valor máximo, limitando também o torque mecânico no eixo da turbina. No gráfico do ângulo de passo (figura 8.8g), pode-se observar que ele se mantém nulo até o instante em que se necessita a limitação, ou seja, até o momento em que a turbina atinge sua potência nominal (figura 8.8b). A partir deste momento, o ângulo de passo aumenta chegando próximo a 35° a fim de manter a potência constante até a velocidade máxima de vento permitida para a turbina, que é 25 m/s.

Todo o comportamento detalhado anteriormente é refletido nas potências ativas e reativas do aerogerador. No momento em que o gerador se comporta como subsíncrono, seu rotor absorve potência ativa, enquanto o estator entrega potência a rede. Já no momento em que se comporta como supersíncrono, seu rotor também entrega potência a rede (figura 8.8a).

A potência ativa de estator é diretamente relacionada ao torque elétrico, por meio de i_{q2} e, conseqüentemente, i_{q1} , já que i_{d1} é igual a zero devido à imposição de potência reativa de estator nula, e a tensão de estator é constante. Desta forma, ela assume um comportamento semelhante ao torque.

A potência ativa de rotor também é diretamente relacionada a i_{q2} , porém sofre influências de I_{d2} , que se mantém fixa em, aproximadamente, 341 A, a fim de manter i_{d1} fixo e igual a zero, e também seus reflexos na tensão v_{d2} e v_{q2} . A partir da análise das tensões, vê-se que ambas são as responsáveis pela variação negativa e positiva da potência de rotor, sendo v_{d2} negativa em velocidades subsíncronas e positiva em velocidades supersíncronas, enquanto v_{q2} se comporta de forma contrária.

A potência da rede sofre influência de ambas as potências de estator e rotor, sendo entregue a rede durante todo o período, neste caso, independentemente do rotor absorver energia da rede por instantes.

A potência reativa de estator se mantém fixa em zero, conforme esperado (figura 8.8c). No rotor, a potência reativa é positiva durante velocidade subsíncrona, e negativa durante a velocidade supersíncrona. Isso ocorre porque durante a operação subsíncrona, i_{d2} é maior que i_{q2} , o que reflete também na tensão, fazendo com que v_{q2} seja maior que v_{d2} . Na velocidade supersíncrona esse comportamento se inverte, invertendo também o comportamento da potência reativa de rotor.

Figura 8.8: Gráficos das variáveis do sistema para velocidade de vento em rampa ascendente v_{rp1} .

8.2.4 Vento em rampa crescente com aceleração $0,84 \text{ m/s}^2$ (v_{rp2})

Neste caso, tem-se os mesmos valores iniciais e finais de velocidade de vento que o analisado anteriormente, no entanto a velocidade do vento aumenta com uma aceleração maior (figura 8.9e). A alta aceleração exige um trabalho maior dos torques elétrico e magnético para manter a velocidade de rotação do gerador dentro dos valores desejados. Isso faz com que o sistema tenha que operar, além de gerador sub e supersíncrono, como motor sub e supersíncrono.

Quando opera como motor, o torque elétrico é positivo, ou seja, atua no mesmo sentido da rotação do rotor, forçando-o (figura 8.9d). Esse período, para ventos de $6,1 \text{ m/s}$ a $9,8 \text{ m/s}$ ocorre durante parte da aceleração exigida pela máquina em que o torque mecânico não é suficiente para mantê-la, necessitando da intervenção do torque elétrico para que se mantenha a relação ótima da velocidade específica. À partir do momento em que o torque mecânico se eleva suficientemente para manter a aceleração sem ajuda motorizada, o torque elétrico volta novamente ao sentido contrário ao do rotor caracterizando novamente um gerador. No entanto, este período de operação como motor caracteriza também a operação sub e supersíncrona, já que a velocidade síncrona do gerador é atingida para ventos de $8,8 \text{ m/s}$. Na operação subsíncrona de motor, que é a operação de motor convencional, potência de estator é absorvida da rede e potência de rotor é entregue à máquina. Já na operação supersíncrona de motor, estator e rotor absorvem potência da rede. Este comportamento pode ser observado no gráfico da figura 8.9a das potências ativas do sistema.

A operação como gerador é caracterizada pelo período em que o torque elétrico se mantém negativo, ou seja, atuando em sentido contrário à rotação do eixo do gerador. Esse período é caracterizado fora do período do motor, neste caso, antes e depois da atuação da máquina como motor. Antes, tem-se velocidades de rotação do rotor inferiores a 1262 rpm (menores que a síncrona), acarretando num escorregamento positivo (figura 8.9f), e em operação subsíncrona. Neste caso, com o gerador operando de forma subsíncrona, potência de estator é entregue à rede, enquanto potência de rotor é absorvida da rede (figura 8.9a). Após o período de atuação como motor, tem-se velocidades de rotação do rotor superiores a 2040 rpm (maiores que a síncrona), acarretando num escorregamento negativo (figura 8.9f), e em operação supersíncrona. Nesta situação, tanto estator quanto rotor entregam potência à rede (figura 8.9a).

A potência ativa total da rede é dependente das potências de estator e rotor. Desta

forma, a rede sente a operação do sistema como gerador e como motor, absorvendo e entregando potência ao sistema quando solicitada (figura 8.9a).

Observando o gráfico da potência reativa na figura 8.9c, conclui-se que o fato da máquina trabalhar como gerador e como motor não influencia na potência reativa da mesma, mas sim o fato de se trabalhar em velocidades sub e supersíncrona. Em velocidades subsíncronas, com escorregamento negativo, a potência de rotor é positiva, ajudando a magnetização dos fluxos, enquanto em velocidades supersíncronas a potência reativa é negativa, “desmagnetizando” os fluxos a fim de manter a potência reativa de estator constante.

Como a velocidade do vento ultrapassa o valor nominal, a potência ativa da rede também ultrapassaria sem a atuação do ângulo de passo. Desta forma, a partir da velocidade de vento nominal, 11,4 m/s, o ângulo de passo (figura 8.9g) passa a atuar mantendo a potência ativa constante em seu valor nominal, assim como a velocidade de rotação do rotor constante em seu valor máximo.

Figura 8.9: Gráficos das variáveis do sistema para velocidade de vento em rampa ascendente v_{rp2} .

8.2.5 Vento em rampa decrescente com aceleração $0,26 \text{ m/s}^2$ (v_{rp1})

Pelos mesmos motivos que para os ventos de velocidade constante, neste caso não serão analisadas as oscilações referentes ao aumento súbito de velocidade do vento, que já se inicia com velocidade de 25 m/s.

Iniciando-se a simulação com velocidade de vento igual a 25 m/s, maior que a velocidade nominal, observa-se que os controles de limitação já estão em atuação (figura 8.10g). O ângulo de passo inicia-se em seu valor máximo a fim de manter a potência limitada em seu valor nominal e diminui até que o vento atinge valor abaixo do nominal, onde o mesmo passa a ser igual a zero a fim de prover a máxima absorção de energia do vento, por meio de valores ótimos de coeficiente de potência.

Para este tipo de vento, o sistema se comporta sempre como gerador, como pode ser visto a partir dos valores do torque elétrico, que são sempre negativos (figura 8.10d). Ao contrário do vento com rampa crescente, neste caso é solicitada uma aceleração negativa ao

sistema, que é compensada com o aumento do torque elétrico no sentido contrário ao da rotação, a fim de manter essa aceleração negativa até que a velocidade atinja o seu valor mínimo, se tornando constante.

O gerador opera, aqui, como sub e supersíncrono, conforme pode ser visto pela passagem do escorregamento pelo zero (figura 8.10f), e também pelo gráfico da velocidade de rotação do gerador.

As potências ativas de estator e rotor (figura 8.10a), assim como as potências reativas (figura 8.10c), se comportam conforme o regime de operação sub ou supersíncrono. Os valores admitidos para torque elétrico se refletem diretamente na potência de estator, o que faz com que a curva de potência ativa de estator seja bastante parecida. A potência ativa total é dependente das potências ativas de estator e rotor, e observa-se que no instante em que é solicitada uma aceleração negativa ao sistema, imediatamente há uma transferência de potência ao sistema a fim de provocar a desaceleração do sistema.

Figura 8.10: Gráficos das variáveis do sistema para velocidade de vento em rampa ascendente $-v_{rp1}$.

8.2.6 Vento em Rajada

O vento em rajada já se inicia no valor de 9 m/s, sendo assim, não serão analisadas os transitórios para o alcance desta velocidade. Neste tipo de vento, o sistema opera como motor e gerador, em velocidades supersíncronas.

Inicialmente o sistema trabalha como gerador até o início da aceleração do vento, em $t = 5$ s. Observa-se que o torque elétrico e o torque mecânico possuem valores negativos e iguais (figura 8.11d), caracterizando a operação como gerador, e com aceleração nula. Ele tem velocidade supersíncrona, próxima a 1845 rpm. Sendo assim, o escorregamento é negativo e tanto o estator quanto o rotor estão entregando potência ativa (figura 8.11f).

Quando se inicia o aumento da velocidade do vento, também é imposto um valor ideal de velocidade de rotação do rotor do gerador, que gera uma aceleração positiva de valor alto (figura 8.11e). Neste momento, o sistema passa a atuar como motor, já que o torque elétrico

começa a atuar no mesmo sentido de rotação do sistema (figura 8.11d), a fim de manter a aceleração desejada, que não consegue ser suprida somente pelo torque mecânico da turbina, que também aumenta com a velocidade do vento. Neste período, atuando como motor supersíncrono, estator e rotor entregam potência ativa a rede (figura 8.11a). O torque elétrico se mantém positivo até o momento em que o vento atinge o seu valor nominal, fazendo com que a potência da turbina atinja o seu valor nominal, e o gerador atinja sua velocidade máxima permitida de rotação.

No instante em que o vento atinge o seu valor nominal, o ângulo de passo passa a atuar no sentido de manter a potência da turbina limitada em seu valor nominal, acompanhando a velocidade do vento (figura 8.11g). Durante o período em que o vento se mantém acima do valor nominal, o restante do sistema se comporta com valores constantes, e o sistema atua como um gerador convencional.

Quando o vento retorna ao seu valor nominal, porém de forma decrescente, o sistema continua operando como gerador convencional. Porém, neste momento o torque elétrico passa a trabalhar com altos valores contrário ao sentido de rotação do gerador, a fim de manter a aceleração negativa solicitada, que não é suprida somente com a diminuição do torque mecânico (figura 8.11d). Isso faz com que a potência ativa seja devolvida a rede a fim de desacelerar o sistema. O vento diminui até o valor inicial, voltando o sistema às suas características iniciais. Percebe-se que o ângulo de passo diminui com a diminuição da velocidade do vento abaixo do valor nominal, como esperado, aumentando a captação de energia (figura 8.11g).

A potência da rede é um reflexo das potências ativa de estator e rotor. Sendo assim, no momento em que o sistema opera como motor supersíncrono, potência ativa é absorvida da rede. Em todo o restante do tempo a potência é entregue à rede, ultrapassando limite de 2 MW durante a desaceleração do sistema, mostrando que o sistema entrega potência a rede de manter a desaceleração desejada (figura 8.11a).

A potência reativa de rotor (figura 8.11c) se comporta “desmagnetizando” os fluxos durante toda a simulação, isto porque o sistema trabalhou o tempo todo em velocidade supersíncrona. Esta potência sofre influência das variações de i_{q2} , v_{d2} e v_{q2} , assim como pode-se ver no pico negativo durante a desaceleração do rotor, consequente do alto valor da corrente em quadratura do rotor exigida pelo torque elétrico. A potência Q_0 , representa a potência armazenada nos fluxos, acompanha também o comportamento da potência reativa de rotor, e consequentemente, das mesmas variáveis, apresentando um pico de absorção de potência reativa no momento em que alta corrente de rotor é exigida pelo sistema. Ambas as

potências se encontram em equilíbrio a fim de manter a potência reativa de estator nula.

a)

b)

c)

d)

e)

Figura 8.11: Gráficos das variáveis do sistema para velocidade de vento em rampa ascendente v_{rj} .

8.3 Fator de Potência 0,92 Atrasado

Para a simulação será considerado um fator de potência atrasado igual a 0,92, representando a presença de potência reativa indutiva no sistema. A potência ativa será mantida em 2 MW, e haverá o acréscimo da potência reativa, fazendo com que a potência aparente seja maior.

$$S_g = \frac{P_g}{fp} = 2173,9 \text{ kW} \quad (8.5)$$

$$\theta = \cos^{-1}(0,92) = 23,1^\circ \quad (8.6)$$

$$Q_1(\text{indutiva}) = S_g \sin(\theta) = +851,9 \text{ kVar} \quad (8.7)$$

O gráfico da potência ativa na figura 8.12a mostra que a inserção de potência reativa no sistema, com algumas mudanças de variáveis, como as de componente direta de corrente de rotor, pouco influenciou na potência ativa de saída.

Para potência reativa, na figura 8.12b, a componente de estator se mantém constante conforme esperado, enquanto a componente de rotor age, até a velocidade subsíncrona, “desmagnetizando” os fluxos, tendo o seu comportamento invertido durante a velocidade supersíncrona. O objetivo da potência reativa de rotor é sempre equilibrar a potência de magnetização e a potência solicitada pelo sistema. A potência Q_0 , como sempre, se mantém positiva, absorvendo potência a fim de manter os fluxos do sistema. Este gráfico comprova que

a potência reativa não apresenta reação ao fato da máquina se comportar como gerador ou como rotor, mas apenas com o fato de estar operando de forma sub ou supersíncrona.

A defasagem entre corrente e tensão da rede no gráfico 8.12c, obtida em velocidade supersíncrona, mostra a defasagem entre estas variáveis, que deve obedecer ao fator de potência igual a 0,92, com um ângulo de defasagem igual a $23,1^\circ$. Por estar em velocidade supersíncrona, a fase da corrente se encontra invertida, podendo, portanto, considerar que a mesma se encontra atrasada em relação a tensão.

Figura 8.12: Gráficos das potências ativa e reativa de estator, e fase a da tensão e corrente de rede, mostrando a defasagem em fator de potência 0,92 indutivo.

Os valores encontrados para a operação em regime permanente, para potência nominal, com fator de potência igual a 0,92 são dados na tabela 8.2. Observa-se que as componentes em quadratura das variáveis tiveram mudanças mínimas em relação ao fator de potência unitário, já que essa componente é responsável pelo controle da potência ativa. Ao contrário, as componentes diretas demonstraram grandes mudanças, já que são responsáveis pelo controle da potência reativa.

Tabela 8.2. Dados do sistema para fator de potência 0,92 atrasado

Pot. ativa da rede	P_g	2 MW
Pot. ativa de estator	P_1	-1,54 MW
Pot. ativa de rotor	P_2	-0,46 MW
Pot. reativa de estator	Q_1	851,9 kVar
Pot. reativa de rotor	Q_2	23,8 kVar
Pot. reativa fluxos	Q_0	0,77 MVar
Corrente direta da rede	I_{dg}	-712,8 A
Corrente quadr. da rede	I_{qg}	1673,4 A
Corrente direta de rotor	I_{d2}	-371,9 A
Corrente quadr. de rotor	I_{q2}	1287,0 A
Corrente direta estator	I_{d1}	712,8 A
Corrente quadr. estator	I_{q1}	-1287,0 A
Corrente direta filtro	I_{df}	0,0 A
Corrente quadr. filtro	I_{qf}	386,4 A

Observa-se que a componente direta da corrente de filtro se manteve igual a zero, assim como o seu valor de referência. Isso implica que não será entregue potência reativa por meio do conversor do lado da rede, ficando a potência reativa entregue à rede dependente somente da potência reativa de estator.

A velocidade de rotação do gerador, assim como a potência fornecida pela turbina e o ângulo de passo, os torques mecânico e elétrico, terão o mesmo comportamento que para fator de potência unitário.

8.4 Fator de Potência 0,92 Adiantado

Para análise do fator de potência adiantado, será mantido o mesmo fator de potência, igual a 0,92, porém a potência reativa (capacitiva) de referência será negativa.

Como resultado desta simulação, as potências ativas (figura 8.13a) manteram-se praticamente iguais as de fator de potência unitário, sendo a potência ativa de rotor pouco influenciada pela variação das tensões de rotor decorrente da variação da corrente direta de rotor. A potência reativa de estator se mantém constante em seu valor negativo, como esperado, enquanto o rotor ajuda a magnetização da máquina durante velocidade subsíncrona

e retira potência em velocidade supersíncrona. A potência Q_0 manteve-se positiva e as potências não apresentaram reação ao fato da máquina operar como gerador ou motor, como esperado (figura 8.13b).

O gráfico 8.13c, das curvas de tensão e corrente de rede, mostra a defasagem entre ambas obtidas durante velocidade supersíncrona de gerador. Por estar em velocidade supersíncrona, a curva de corrente se encontra invertida, podendo, portanto, considerar que está adiantada em relação à tensão, exatamente os $23,1^\circ$ referentes ao fator de potência 0,92 capacitivo imposto ao sistema.

Figura 8.13: Gráficos das potências ativa e reativa de estator, e fase a da tensão e corrente de rede, mostrando a defasagem em fator de potência 0,92 indutivo.

Os dados da tabela 8.3 foram retirados do sistema com fator de potência adiantado em regime permanente. Observa-se que a potência de rotor atingiu alto valor se comparada à mesma potência com mesmo fator de potência, porém indutivo. Isso ocorre porque a potência Q_0 é sempre positiva, portanto, para que a relação entre as potências reativas seja correta, é necessário que a potência Q_2 , negativa, compense a potência Q_0 . O fato de necessitar de alto valor de potência reativa de rotor fez com que a corrente direta de rotor também aumentasse

consideravelmente a fim de entregar essa potência reativa. Para a geração de alta corrente direta, consequentemente, foi necessário um aumento no fluxo do sistema, o que causou também o aumento da potência Q_0 se comparada ao fator de potência indutivo. Outro fato a se observar é que as componentes diretas das variáveis tiveram o seu sinal invertido, enquanto a componente direta do filtro se mantém igual a zero.

Tabela 8.3. Dados do sistema para fator de potência 0,92 adiantado

Pot. ativa da rede	P_g	2 MW
Pot. ativa de estator	P_1	-1,54 MW
Pot. ativa de rotor	P_2	-0,46 MW
Pot. reativa de estator	Q_1	-851,9 kVar
Pot. reativa de rotor	Q_2	-0,54 MVar
Pot. reativa fluxos	Q_0	0,97 MVar
Corrente direta da rede	I_{dg}	712,8 A
Corrente quadr. da rede	I_{qg}	1673,4 A
Corrente direta de rotor	I_{d2}	1053,7 A
Corrente quadr. de rotor	I_{q2}	1287,0 A
Corrente direta estator	I_{d1}	-712,8 A
Corrente quadr. estator	I_{q1}	-1287,0 A
Corrente direta filtro	I_{df}	0,0 A
Corrente quadr. filtro	I_{qf}	386,4 A

Capítulo 9

Conclusão

Para o desenvolvimento deste trabalho, foram interligados vários assuntos relacionados à energia eólica, máquinas elétricas, controladores, fluxo de energia. Para isso, foi necessária a pesquisa em diversas referências, e correlacionar estas referências em um só objetivo.

Na modelagem do sistema, o referencial síncrono com orientação de fluxo de estator, ou rede, permitiu que as potências ativa e reativa fossem controladas independentemente, enquanto as orientações de fluxo de entreferro e de rotor não permitiram o desacoplamento entre as potências, o que não permitiria o controle individual de ambas. Além disso, a orientação de fluxo de estator permitiu uma simplificação nas equações do gerador, alocando toda a tensão em seu eixo em quadratura, e todo o fluxo no eixo direto, o que facilitou a análise do sistema.

Os parâmetros utilizados para montagem do sistema foram encontrados nos referenciais analisados, sendo bastante parecidos para sistemas de mesma potência. No entanto, os parâmetros do filtro da rede foram baseados em valores pu propostos pelo modelo padrão do mesmo sistema no MatLab. O uso destes parâmetros não causaram má influência na operação do sistema, podendo, portanto, ser utilizados.

A aplicação da estratégia de velocidade variável na turbina permite que maior energia seja captada do vento a partir do controle de velocidade da turbina. A estratégia para controle de velocidade utilizada neste trabalho foi o controle de velocidade, porém existe também a estratégia por controle de potência que apresenta bons resultados com relação à qualidade de energia, porém com dinâmica mais lenta. A estratégia de controle de velocidade possui uma dinâmica rápida permitindo respostas rápidas do sistema às variações do vento, no entanto apresenta maiores oscilações, o que pode prejudicar a qualidade de energia da rede.

Para o desenvolvimento dos controladores, foram utilizados os métodos do Controle de Modelo Interno e Resistência Ativa que com simplicidade permitiram a montagem dos vários controladores utilizados, alguns em cascata.

O controle da potência ativa é feito a partir das componentes em quadratura das variáveis, principalmente da corrente em quadratura do rotor, diretamente relacionada ao torque elétrico do sistema. Essa corrente se reflete principalmente sobre a potência de estator, já que, devido a orientação de fluxo de rede, a potência de estator depende somente da corrente em quadratura do estator.

O controle da potência reativa é feito por meio das componentes diretas das variáveis dos controladores do conversor do lado do rotor. Sendo assim, para fator de potência unitário essas variáveis são nulas, enquanto são positivas e/ou negativas para fatores de potência indutivo e capacitivo.

Para o controle da tensão do barramento cc, foi imposto que o valor da componente direta da corrente do filtro fosse igual a zero, enquanto a componente em quadratura varia juntamente com a potência ativa do filtro. O fato de impor a corrente i_{df} nula impede que potência reativa seja entregue à rede por meio do conversor do lado do rotor.

Diferentemente do que foi proposto em outros trabalhos, para o controle do ângulo de passo, utilizado para limitação da potência da turbina, utilizou-se um programa iterativo comparativo entre o coeficiente de potência real do sistema e o ideal, a partir do qual se obteve o resultado esperado para variação do ângulo de passo. Este programa apresentou os resultados esperados, no entanto, foi necessário o uso de integradores na saída a fim de diminuir as oscilações causadas pelas iterações, fazendo com que a resposta se tornasse um pouco lenta.

O fluxo de potência do sistema foi definido a partir do sentido das correntes adotados para o desenvolvimento do modelo matemático do sistema. Foram utilizadas equações para cálculo das potências baseadas na potência mecânica e escorregamento, assim como baseada nas variáveis elétricas do sistema. Concluiu-se que ambas as equações se equivalem, apresentando resultados bastante parecidos.

A análise das equações de torque e escorregamento da máquina definiu quatro regiões de operação do sistema. Para a simulação do sistema, a fim de se analisar estas regiões de operação, foram utilizados quatro componentes do vento. A partir da simulação do sistema, pode-se concluir que o sistema pode funcionar como gerador ou motor, de acordo com o torque elétrico solicitado, que é dependente da aceleração solicitada. Outro fator que influencia neste comportamento é o alto momento de inércia da turbina, exigindo maiores valores de torque elétrico para aceleração ou frenagem.

Pode-se também observar durante a simulação, o comportamento da máquina com velocidades sub e supersíncronas. A potência ativa de rotor sempre define esta região,

invertendo-se de positiva para negativa, ou de negativa para positiva. Enquanto isso, a potência ativa de estator define a operação como motor ou como gerador.

Também foi feita análise do comportamento do sistema sob fator de potência indutivo e capacitivo. Para isso, foram feitos os cálculos matemáticos a fim de se definir o valor desejado a partir do fator de potência desejado. Observou-se principalmente a potência reativa de estator, positiva quando indutiva, e negativa quando capacitiva, sempre acompanhada pela potência de rotor em mesmo sentido durante regime permanente.

Durante as análises foram colhidos dados do sistema a fim de se fazer a comparação entre os valores, concluindo que na variação de fator de potência, a potência ativa se mantém a mesma, mantendo, conseqüentemente, as variáveis de componente em quadratura com o mesmo valor em ambas as ocasiões. Já a potência reativa apresenta suas variações, variando as componentes diretas das variáveis, que assumem valores invertidos para cada situação, enquanto são nulos para fator de potência unitário.

REFERÊNCIAS

ACKERMANN, T. **Wind Power in Power Systems**. 1º ed. Wiley, 2005.

AKHMATOV, V. **Analysis of Dynamic Behaviour of Electric Power Systems with Large Amount of Wind Power**. Thesis (Doctor of Philosophy) – Technical University of Denmark, Dinamarca, 2003.

AMENDOLA, C. A. M. **Contribuição ao Estudo de Aerogeradores de Velocidade e Passo Variáveis com Gerador Duplamente Alimentado e Sistema de Controle Difuso**. Tese (Doutor em Engenharia Elétrica) – Escola de Engenharia de São Carlos, Universidade de São Paulo, São Carlos, 2007.

AWEA – AMERICAN WIND ENERGY ASSOCIATION. **The Economics of Wind Energy**. Washington, 2005. Disponível em <http://www.awea.org>. Acesso em 20 abr. 2012.

BARBI, I. **Teoria Fundamental do Motor de Indução**. Florianópolis: Editora da UFSC/Eletróbrás, 1985.

BIM, Edson. **Contribuição ao Estudo do Gerador de Indução Auto-Excitado**. Dissertação (Mestre em Ciências). Campinas: Faculdade de Engenharia, Universidade Estadual de Campinas, 1981.

BLANCO, F. B.; DEGNER, M. W.; LORENZ, R. D. **Dynamics analysis of current regulators for AC motor using complex vectors**. IEEE Transactions Industrial Applications, vol. 35, no 6, pp 1424-1432, 1999.

BURTON, T., et al. **Wind Energy Handbook**. Chichester: John Wiley & Sons, Ltd., 2001.

CÁRDENAS, R.; PEÑA, R. **Sensorless Vector Control of Induction Machines for Variable-Speed Wind Energy Application**. IEEE Transactions on Energy Conversion, vol. 19, no 1, 2004.

CASTRO, R. M. G. **Introdução à Energia Eólica: Energias Renováveis e Produção Descentralizada**. 3th ed. Lisboa: Universidade Técnica de Lisboa – Instituto Superior Técnico, 2007.

CEPEL – CENTRO DE PESQUISAS DE ENERGIA ELÉTRICA. **Atlas do Potencial Eólico Brasileiro**. Brasil, 2001. Disponível em: <[HTTP://www.cresesb.cepel.br](http://www.cresesb.cepel.br)>.

CIGRE. TF 38.01.10: **Modeling New Forms of Generations and Storage**. Paris: CIGRE, 2000.

CRESESB -Atlas do Potencial Eólico Brasileiro, 2001. (Disponível em: http://www.cresesb.cepel.br/index.php?link=/atlas_eolico_brasil/atlas.htm)

DATTA, R.; RANGANATHAN, V. T. **Decoupled control of active and reactive power for a grid-connected doubly-fed wound rotor induction machine without position sensors**. Proc. Conference Record of the 1999 IEEE Industry Applications Conference, Phoenix, p. 2623-2628, 1999.

DORF, R. C.; BISHOP, R. H. **Sistemas de Controle Moderno**. 11ª Ed. Rio de Janeiro: LTC, 2011.

ELECTRICAL BRAKING. **Technical guide n. 8**, ABB Drives, 2002.

ENBLIN, C; HAHN, B. **Wind Energy Report Germany**, 2003. ISET, 2003.

ENERCON. **The E-112 prototype is coming**. Wind Blatt, no 4, pp. 2-5, 2002.

EWEA - EUROPEAN WIND ENERGY ASSOCIATION, 2012. Disponível em <http://www.ewea.org>. Acesso em 15 març. 2012.

GAGNON, R. et al. **Modeling and Real-Time Simulation of a Doubly-Fed Induction Generator Driven by a Wind Turbine**. In: International Conference on Power Systems Transients (IPST'05). Montreal, p. 162, 2005.

GASH, R.; TWELE, J. **Wind Power Plants: Fundamental, Design, Construction and Operation**. Solarpraxis AG, 2002.

GONZAGA, D. P. **Contribuição ao estudo da máquina de indução de dupla alimentação em operação síncrona**. Tese (Doutor em Engenharia Elétrica) - Faculdade de Engenharia Elétrica, Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 1993.

GUIMARÃES, G. C. **Curso de Dinâmica de Sistemas Elétricos, Parte I: Modelagem de uma máquina síncrona e seus controles para estudos de estabilidade transitória**. Curso de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica - Universidade Federal de Uberlândia, Uberlândia, 2004.

HANSEN, A. D.; HANSEN, L. H. **Wind turbine concept market penetration over 10 years (1995-2004)**. Wind Energy, 2007.

HANSEN, L. et al. **Conceptual survey of generator and power electronics for wind turbines**. Dinamarca: Technical report, Riso National Laboratory, 2001.

HANSEN, M. H. et al. **Control design for a pitch-regulated, variable speed wind turbine**. Dinamarca: Riso National Laboratory, 2005.

HANSEN, M. O. L. **Basic Rotor Aerodynamics applied to Wind Turbines**. Department of Energy Engineering Fluid Mechanics, Technical University of Denmark, 1998.

HARNEFORS, L. **Control of Variable-Speed Drives**. Vasteras, Suécia: Department of Electronics, Malardalen University, 2002.

HARNEFORS, L.; NEE, H. P. **Model-based current control of ac machines using the internal model control method**. IEEE Transactions Industrial Applications, vol. 34, no 1, pp 133-141, 1998.

HEIER, S. **Grid Integration of Wind Energy Conversion Systems**. 1 ed., John Wiley and Sons Inc., 1998.

HOPFENSBERGER, B.; ATKINSON, D. J.; LANKIN, R. A. **Stator Flux Oriented Control of a Doubly-Fed Induction Machine With and Without Position Encoder**. IEEE Proceedings – Electrical Power Applications, vol. 147, no. 4, pp. 241-250, 2000.

JENSEN, J. K. **A balancing act: What demands does wind power make on a grid?** Renewable Energy World, vol. 5, no. 5, pp. 57-66, 2002.

KRAUSE, P. C. **Analysis of electric machinery**. McGrall-Hill, 1986.

KROHN, S. **Danish Wind Turbine Manufactures Association – Guided Tour on Windy Energy**. Copenhagen, 2001. Disponível em <<http://www.windpower.org>>. Acesso: 14/06/2011.

KROHN, S. **Wind Turbines: Upwind or Downwind Machines**. 2011. Danish Wind Industry Association. <<http://www.windpower.org/en/tour/design/updown.htm>>. Acesso: 22/05/2011.

LARSSON, A.; SORENSEN, P.; SANTJER, F. **Grid impact of variable speed wind turbines**. In: Proc. of European Wind Energy Conference and Exhibition (EWEC'99), Nice, France, 1999, pp. 1-5.

LEONHARD, W. **Control of Electrical Drives**. 2nd ed. Berlim, Germany: Springer-Verlag, 1996.

LINDGREN, M. **Modeling and control of voltage source converters connected to the grid**. Dissertação (PhD) – Chalmers University of Technology, Goteborg, 1998.

LISERRE, M.; BLAABJERG, F.; HANSEN, S. **Design and Control of an LCL-Filter Based Three-phase Active Rectifier**. Conf. Rec. IAS, Chicago, 2001.

MALINOWSKI, M. P. et AL. **Virtual-flux-based direct power control of three-phase PWM rectifiers**. IEEE Transactions Industry Application, vol. 37, nº4, 2001.

MANWELL, J. F.; MCGOWAN, J. G.; ROGERS, A. L. **Wind Energy Explained – Theory, Design and Application**. Chichester: John Wiley & Sons, 2002.

MARQUES, J. **Turbinas eólicas: modelo, análise, e controle do gerador de indução com dupla alimentação.** 2004. Dissertação (Mestre em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal de Santa Maria, Santa Maria, 2004.

MORARI, M.; ZAFIRIOU, M. **Robust Process Control.** Englewood Cliffs, NJ: Prentice Hall, 1989.

MULLER, S.; DEICKE, M.; DONCKER, R. **Doubly Fed Induction Generator Systems for Wind Turbine.** IEEE Industry Application Magazine, vol. 8, no. 3, pp. 26-33, 2002.

NASCIMENTO, J. H. **Estudo Aerodinâmico do Efeito da Rugosidade no Desempenho de um Modelo de Turbina Eólica de Eixo Horizontal.** 1998. 131 p. Tese (Doutorado em Engenharia Mecânica) – Escola de Engenharia de São Carlos, Universidade de São Paulo, São Carlos, 1998.

OTTERSTEN, R. **On Control of Back-to-Back Converters and Sensorless Induction Machines Drives.** Thesis (Doctor of Philosophy) - Division of Electric Power Engineering, Department of Energy and Environment, Chalmers University of Technology, Goteborg, 2003.

PAPADOPOULOS, M. P. **Voltage quality change by grid-connected wind turbines.** In: European Wind Energy Conference, 1999, pp. 783-785.

PENA, R.; CLARE, J. C.; ASHER, G. M. **Doubly Fed Generator Using Back-to-Back PWM Converters and its Application to Variable-Speed Wind-Energy Generation.** IEEE Proceedings – Electrical Power Applications, vol. 143, 1996.

PETERSON, A. Analysis, **Modeling and Control of a Doubly-Fed Induction Generator for Wind Turbine.** Thesis (Doctor of Philosophy) - Division of Electric Power Energy, Department of Energy and Environment, Chalmers University of Technology, Goteborg, 2005.

RABELO, B.; HOFMANN, W. **Power flow optimisation and grid integration of Wind turbines with the doubly-fed induction generator.** IEEE 36th Power Electronics Specialists Conference, 2005.

RUBIRA, S. D.; MCCULLOG, M. D. **Control Method Comparisons of Doubly Fed Wind Generators Connected to the Grid by Asymetric Transmission Lines.** IEEE – Transactions on Industry Applications, vol. 36, no 4, pp. 986-991, 2000.

SALLES, M. B. C. **Modelagem e análises de geradores eólicos de velocidade variável conectados em sistemas de energia elétrica.** Tese (Doutor em Engenharia Elétrica) – Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, São Paulo, 2009.

SEGNINI, H. A. **Controle do Fluxo de Potência da Máquina de Indução Duplamente Alimentada.** Dissertação (Mestre em Engenharia Elétrica) - Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação, Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 2006.

SILVA, K. F. **Controle e integração de centrais eólicas à rede elétrica com geradores de indução duplamente alimentados**. Tese (Doutor em Engenharia) - Escola Politécnica, Universidade de São Paulo, São Paulo, 2006.

SILVA, J. L. **Estratégia de controle e supervisão de um gerador de indução de dupla alimentação duplamente excitado para turbinas eólicas**. 2009. 87 f. Dissertação (Mestre em Engenharia Elétrica) - Universidade Estadual de Minas Gerais, Belo Horizonte, 2009.

SILVA, S. R. **Sistema Eólico de Geração de Energia Elétrica**. 1988. 279 f. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) – Centro de Ciências e Tecnologia, Universidade Federal da Paraíba, Campina Grande, 1988.

SLEMON, G. R. **Modeling of Induction Machines for Electric Drives**. IEEE – Transactions on Industry Applications, 1989.

SLOOTWEG, J. G.; KLING, W. L.; POLINDER, H. **Dynamic Modelling of a Wind Turbine with Doubly Fed Induction Generator**. Delft: Faculty of Information Technology and Systems – Delft University of Technology, 2001.

SLOOTWEG, J. G.; KLING, W. L.; POLINDER H. **Representing Wind Turbine Electrical Generating Systems in Fundamental Frequency Simulations**. IEEE Trans. On Energy Conversion, vol. 18, no 4, 2003.

SLOOTWEG, J. G. **Wind Power: Modelling and Impact on Power System Dynamics**. Thesis (Doctor of Philosophy) – Technical University of Delft, Holanda, 2003.

SOUZA, A. C. Z. et al. **Modelagem de geradores eólicos duplamente alimentados e seus efeitos na análise de curto circuito**. Disponível em <http://www.labplan.ufsc.br/congressos/SBSE/anais/150_sbse2006_final.pdf>. Acesso: 21/12/2012.

SYBILLE, G.; GIROUX, P. **Digital Simulation of FACTS and Custom-Power Controllers**. In: IEEE PES Winter Meeting, 2002, New York.

THOMAS, J. L.; BOIDIN, M. **An internal model control structure in field oriented controlled vsi induction motors**. In: Proc. of the 4th European Conference on Power Electronics and Applications, vol. 2, pp. 202-207, 1991.

VAS, Peter. **Electrical Machines and Drives**. First Published. Oxford Science Publications, New York, 1992.

XU, L.; CHENG, W. **Torque and Reactive Power Control of a Doubly Fed Induction Machine by Position Sensorless Scheme.** IEEE – Transactions on Industry Applications, vol. 31, no 3, pp. 636-642, 1995.

WORTMAN, A. J. **Introducing to Wind Turbine Engineering.** Woburn: Butterworth Publishers, 1983. 130p.

ZHANG, L.; WATTHANASAM, C.; SHEPHERD, W. **Applications of a matrix converter for the power control of a variable-speed wind-turbine driving a doubly-fed induction generator.** In: IECON Proceedings, Industrial Electronics Conference, 1997, vol. 2, pp. 906-911.