FÁBIO GALIZIA RIBEIRO DE CAMPOS

**GERAÇÃO DE ENERGIA A PARTIR DE FONTE
EÓLICA COM GERADOR ASSÍNCRONO
CONECTADO A CONVERSOR ESTÁTICO
DUPLO**

Dissertação apresentada à Escola
Politécnica da Universidade de São
Paulo para obtenção do título de
Mestre em Engenharia

São Paulo
2004

FÁBIO GALIZIA RIBEIRO DE CAMPOS

**GERAÇÃO DE ENERGIA A PARTIR DE FONTE
EÓLICA COM GERADOR ASSÍNCRONO
CONECTADO A CONVERSOR ESTÁTICO
DUPLO**

Dissertação apresentada à Escola
Politécnica da Universidade de São
Paulo para obtenção do título de
Mestre em Engenharia

Área de Concentração:
Sistemas de Potência

Orientador:
Prof. Dr. Aderbal de Arruda
Penteado Junior

São Paulo
2004

FICHA CATALOGRÁFICA

Campos, Fábio Galizia Ribeiro de

**Geração de energia a partir de fonte eólica com gerador
assíncrono conectado a conversor estático duplo / Fábio Galizia
Ribeiro de -- São Paulo, 2004.**

119 p.

**Dissertação (Mestrado) – Escola Politécnica da
Universidade de São Paulo. Departamento de Engenharia de
Energia e Automação Elétricas**

**1. Conversores elétricos 2. Energia eólica 3. Máquinas
assíncronas I. Universidade de São Paulo. Escola Politécnica.
Departamento de Engenharia de Energia e Automação
Elétricas II.t**

Basta olhar para um cata-vento:
Ora gira ao suave sopro da
brisa, ora ao violento vento do
norte – eis o homem.

Voltaire

Aos grandes colaboradores que,
com sugestões, orientações,
críticas, paciência, carinho,
enfim, amor, me ajudaram a
vencer esta grande etapa da vida
pessoal e profissional.

Especialmente à minha querida e amada família: Katia, Ana Luísa, Ana Beatriz e Eric, por todo apoio e compreensão pelos meus intermináveis dias na frente do computador e dos livros.

AGRADECIMENTOS

Ao meu caro orientador e amigo Prof. Dr. Aderbal de Arruda Penteado Júnior que me acolheu, ensinou, me fez descobrir, me fez aprender.

Aos meus pais por desde cedo me darem a oportunidade e ensinarem a dar valor e importância ao estudo.

Ao Prof. José Vanderlei Scucuglia (Prof. Deco) que tanto me incentivou e apoiou para a conclusão deste trabalho.

A Leonardo Chagas Costa pela incansável ajuda com as figuras.

A SIEMENS, especialmente aos colegas Ivo e Ademar, pela orientação técnica e ajuda na formação de preços de seus produtos.

A VESTAS – INTERNATIONAL WIND TECHNOLOGY A/S, por todo apoio tecnológico.

A WEG do Brasil, pela ajuda na formação de preços e de vários dados técnicos.

A ENERSUL – Empresa Energética de Mato Grosso do Sul SA, pelo interesse e disponibilidade dos colegas de colaborar com este trabalho, especialmente o Superintendente Sr. Carlos Alberto de Oliveira e toda a turma do Sr. Cláudio Duailibi: Eugênio (Zezão), Boaventura, Gilson, Nilson, Ademir, Alexsandro e outros.

E a todas as pessoas que de alguma forma contribuíram para a concretização deste trabalho, gostaria de deixar, de coração, meu MUITO OBRIGADO.

SUMÁRIO

Lista de Figuras

Lista de Tabelas

Lista de Símbolos

Resumo

Abstract

1	Fontes renováveis de energia elétrica não hidráulicas.....	1
1.1	A energia.....	1
1.2	As formas de energia.....	1
1.3	Fontes renováveis de energia.....	3
1.4	O meio ambiente.....	3
1.5	Fontes de energia para o Brasil.....	5
2	A energia eólica.....	9
2.1	Histórico.....	9
2.2	Políticas de aproveitamento da energia eólica.....	10
2.3	Qualidades das fontes de energia eólica.....	13
2.4	As turbinas eólicas.....	13
2.4.1	Introdução.....	14
2.4.2	O vento.....	14
2.4.3	Energia e potência eólicas.....	16
2.4.3.1	Fator de capacidade.....	21
2.4.4	O aproveitamento da energia eólica pela turbina.....	22
2.4.4.1	A aerodinâmica.....	22
2.4.4.2	Velocidade relativa do vento.....	23

2.4.4.3	Forças de arrasto e sustentação (drag and lift).....	24
2.4.4.4	Controle de estol e controle de passo (pitch ou embandeiramento).....	25
2.4.5	A potência extraível da turbina eólica.....	27
2.4.6	Tipos de turbinas.....	29
2.4.6.1	Turbinas de eixo horizontal.....	30
2.4.6.2	Turbinas de eixo vertical.....	31
2.4.7	A turbina eólica e o meio-ambiente.....	33
2.5	Exemplos de dimensionamento de turbina eólica.....	34
2.5.1	Turbina de 2 MVA.....	34
2.5.2	Dimensionamento das turbinas do exemplo citado no item 2.4.3.1.....	36
3	A geração de energia elétrica eólica.....	38
3.1	A transmissão da energia mecânica ao eixo do gerador elétrico.....	38
3.2	O gerador assíncrono com rotor de anéis duplamente excitado.....	38
3.2.1	A máquina.....	39
3.2.2	A cascata subsíncrona.....	42
3.2.3	O gerador em velocidade subsíncrona e supersíncrona.....	43
3.3	O conversor estático duplo.....	47
3.3.1	Controle vetorial.....	47
3.3.2	A modulação em largura de pulsos (PWM).....	50
3.3.2.1	A chave semicondutora.....	51
3.3.3	O dimensionamento dos conversores.....	52
3.3.4	O sistema de controle.....	53

3.3.4.1	O conversor do lado do rotor.....	54
3.3.4.2	O conversor do lado do fornecimento (rede ou carga).....	57
3.3.5	O sistema de supervisão e proteção.....	60
3.4	A máquina duplamente excitada em cascata.....	61
4	Comparação de preços entre as máquinas assíncronas de indução e de anéis para o conjunto gerador-conversor.....	66
4.1	Introdução.....	66
4.2	Tabela comparativa de preços.....	67
5	Simulação de geração eólica instalada na rede da ENERSUL.....	71
5.1	Introdução.....	71
5.1.1	Conexão de geração na rede da Enersul.....	73
5.1.2	A proposta de trabalho.....	74
5.2	O gerador eólico utilizado na simulação.....	76
5.3	Estudo de caso 1 – Aplicação de 2 MVA em Naviraí.....	77
5.3.1	Simulação de regime permanente.....	77
5.3.2	Simulação de curto-circuito.....	84
5.4	Estudo de caso 2 – Aplicação de 15 MVA em Campo Grande.....	88
5.4.1	Simulação de regime permanente.....	90
5.4.2	Simulação de curto-circuito.....	92
6	Conclusões e considerações finais.....	95
Anexo 1	Situação atual da geração de energia elétrica eólica no Brasil.....	99
Anexo 2	Resultados da simulação de ensaios de curto-circuito na rede da Enersul (principais resultados).....	107
A2.1	Estudo de caso 1 – Aplicação de 2 MVA em Naviraí.....	107
A2.2	Estudo de caso 2 – Aplicação de 15 MVA em Campo Grande.....	110

Referências.....	116
------------------	-----

LISTA DE FIGURAS

Figura 1.1 – Evolução do consumo de energia no Brasil, por fontes distintas (em %).....	6
Figura 1.2 – Fontes primárias de geração de energia elétrica no Brasil (dados de 2.002).....	6
Figura 2.1 – Fazenda eólica. Turbinas de eixo horizontal de 3 pás.....	9
Figura 2.2 – Distribuição hipotética de frequências de velocidades de vento.....	16
Figura 2.3 – Volume de ar cilíndrico, com superfície $S (\pi R^2)$ e comprimento L	17
Figura 2.4 – Curva C_p em função de λ para uma turbina eólica hipotética.....	20
Figura 2.5 – Perfil da pá de uma hélice de uma turbina eólica.....	22
Figura 2.6 – Seção de uma pá de uma turbina de eixo horizontal em movimento, mostrando as forças de arrasto e levantamento, as direções das velocidades envolvidas e os ângulos α (ataque), β (pitch), e φ (velocidade relativa).....	23
Figura 2.7 - Potência x Velocidade do Vento.....	28
Figura 2.8 – Interior de uma turbina de eixo horizontal.....	30
Figura 2.9 – Turbina tipo Darrieus de duas pás.....	32
Figura 2.10 – Turbina tipo Darrieus de três pás.....	32
Figura 3.1 – Circuito equivalente da máquina assíncrona para regime permanente.....	42
Figura 3.2 – Esquema da cascata subsíncrona proposta para geração de energia elétrica eólica.....	43
Figura 3.3.1 – (a) máquina em velocidade sub-síncrona e (b) em velocidade super-síncrona.....	44
Figura 3.3.2 – máquina em velocidade sub-síncrona e em velocidade super-síncrona.....	45
Figura 3.4 – Gráfico Potência x Velocidade do Vento e Rotação da Máquina.....	47
Figura 3.5 – Eixos d-q nas várias referências.....	49
Figura 3.6 – Circuito inversor trifásico com chaves complementares e comparador de referência senoidal trifásica equilibrada com portadora triangular.....	50

Figura 3.7 – Espectro da tensão de saída $v_r(t)$ gerada por um circuito trifásico PWM triangular.....	51
Figura 3.8 Estrutura do controle Vetorial para o conversor do lado do rotor.....	56
Figura 3.9 Estrutura do controle Vetorial para o conversor do lado do estator ou de fornecimento (rede ou carga isolada).....	59
Figura 3.10 – Arranjo da “máquina em cascata”.....	62
Figura 3.11 – Eixos d-q para a máquina em cascata.....	63
Figura 4.2 – Representação dos valores mostrados na Tabela 4.1 em forma de gráfico.....	69
Figura 5.1 – Sistema Elétrico de Mato Grosso do Sul (2.003).....	72
Figura 5.3 – Vista Aérea – Início Alimentador 2 – Naviraí.....	80
Figura 5.4 – Alimentador 2 – Naviraí – Rural 13,8 kV – Porto Caiuá.....	81
Figura 5.5 – Alimentador 2 – Naviraí – Rural 13,8 kV – Saída Itaquiraí.....	82
Figura 5.7 – Esquema elétrico adotado para a simulação de curto-circuito em Naviraí.....	86
Figura 5.8 – Esquema Elétrico de MS, com destaque para a SE GC Industrial.....	89
Figura 5.11 – Esquema elétrico adotado para a simulação de curto-circuito em Campo Grande.....	93
Figura A1.2 – Fontes de geração de energia elétrica outorgados no Brasil entre 1998 e 2002, cuja construção ainda não se iniciou.....	101

LISTA DE TABELAS

Tabela 4.1 – Comparação de preços entre acionamento com máquina com rotor em gaiola e rotor de anéis.....	68
Tabela 5.2 – Simulação da conexão de geração eólica de 2 MVA em Naviraí.....	78
Tabela 5.6 – Velocidades do vento correspondentes às potências de geração utilizadas na Tabela 5.2.....	84
Tabela 5.9 – Simulação da conexão de geração eólica de 15 MVA em Campo Grande.....	90
Tabela 5.10 – Velocidades do vento correspondentes às potências de geração utilizadas na Tabela 5.9.....	92
Tabela A1.1 – Capacidade instalada de geração eólica no Brasil.....	99
Tabela A1.2 – Fontes de geração de energia elétrica outorgados no Brasil entre 1998 e 2002, cuja construção ainda não se iniciou.....	101
Tabela A1.3 – Instalações outorgadas de geração de energia elétrica eólica.....	102

LISTA DE SÍMBOLOS

Equações do capítulo 3:

λ	fluxo concatenado com o enrolamento
λ_{ds}	fluxo do estator – eixo direto
λ_{qs}	fluxo do estator – eixo em quadratura
λ_{dr}	fluxo do rotor – eixo direto
λ_{qr}	fluxo do rotor – eixo em quadratura
L	indutância por fase
L_s	indutância própria do estator
L_r	indutância própria do rotor
L_0	indutância mútua
i	corrente no enrolamento
i_{ds}	corrente do estator – eixo direto
i_{qs}	corrente do estator – eixo em quadratura
i_{dr}	corrente do rotor – eixo direto
i_{qr}	corrente do rotor – eixo em quadratura
i_{ms}	corrente de magnetização do estator
v	tensão de fase
v_{ds}	tensão do estator – eixo direto
v_{qs}	tensão do estator – eixo em quadratura
v_{dr}	tensão do rotor – eixo direto
v_{qr}	tensão do rotor – eixo em quadratura
R	resistência por fase
R_s	resistência do estator
R_r	resistência do rotor
ω	velocidade angular
ω_1	velocidade síncrona (ou do estator)
ω_2	velocidade de escorregamento
ω_3	velocidade do rotor
P_{mec}	potência mecânica
P	potência ativa
P_s	potência do estator
P_r	potência do rotor
Q	potência reativa
Q_s	potência do estator
Q_r	potência do rotor
n	rotação da máquina
n_s	rotação síncrona
T	torque desenvolvido
T_e	torque elétrico
p	número de pares de pólos da máquina
x_s	reatância de dispersão do estator
x_r	reatância de dispersão do rotor
x_e	reatância de magnetização
f_1	freqüência do estator

f_2	freqüência elétrica da corrente de excitação do rotor
f_3	freqüência de rotação do eixo do rotor
s	escorregamento entre estator e rotor

RESUMO

Após o choque do racionamento de energia elétrica, decorrente do desequilíbrio entre oferta e demanda, os vários setores da sociedade brasileira constataram a real e iminente necessidade de diversificação das fontes de geração de energia elétrica e de seu uso racional.

Busca-se hoje novas fontes, entre as quais a eólica, uma alternativa nova e promissora.

A geração de energia elétrica deve atender a rígidos requisitos normatizados de qualidade quanto à frequência elétrica, injeção de harmônicos, controle de tensão, geração de potência reativa entre outros.

As pesquisas sobre este tema apontam para soluções tecnológicas capazes de satisfazer a estas exigências.

Este trabalho descreve os princípios da geração eólica, através de um gerador assíncrono com rotor bobinado conectado a um conversor estático duplo em ligação “back-to-back” com circuito CC intermediário, utilizando a técnica de modulação em largura de pulsos (PWM) e Controle Vetorial.

É apresentada a comparação de preços entre duas alternativas distintas para a parte elétrica de uma turbina eólica: Gerador com rotor em gaiola e gerador com rotor bobinado em anéis (duplamente excitado).

Finalmente, é ainda apresentada uma simulação, com ênfase em regime permanente e ensaios de curto-circuito, da instalação de geração eólica na rede da empresa distribuidora de energia elétrica no estado de Mato Grosso do Sul, a ENERSUL SA, para avaliação da viabilidade da conexão dessa fonte na rede primária da concessionária e dos possíveis benefícios proporcionados por essa opção.

ABSTRACT

After the electrical energy rationing shock, which arose from the unbalanced condition between supply and demand in Brazil, different society sectors found the real and imminent need to diversify the Brazilian electrical energy generation sources and its rational usage.

Today research focuses on several new generation sources. Wind energy is a promising alternative.

The electrical energy generation should meet the very stiff quality standard requirements related to electric frequency, harmonics injection, voltage control, reactive power generation and so forth.

Research in this area is pointing to technological solutions that are capable to satisfy all these requirements.

This study describes the concepts of wind generation, through a doubly fed induction generator using back-to-back PWM converters with DC intermediate circuit, using vector control.

A comparison of costs is carried out involving two different alternatives for the electrical system from a wind turbine: squirrel cage induction generator and doubly fed induction generator (slip ring machine).

Finally, it is also presented a simulation, with emphasis on steady state and short-circuit tests, of wind generation connection to the network of the utility company net in Mato Grosso do Sul (a Brazilian state) - ENERSUL SA, in order to study its feasibility and possible benefits.

Capítulo 1

FONTES RENOVÁVEIS DE ENERGIA ELÉTRICA NÃO HIDRÁULICAS

1.1 A energia

Todo ser vivo necessita de energia para sua existência. Ao processar alimento em seu organismo, o ser vivo na verdade está se provendo de energia. O mesmo acontece quando as plantas recebem luz do sol e a produzem através da fotossíntese. A energia é por assim dizer, uma fonte vital.

Certamente, o avanço do ser humano está intimamente ligado ao aprendizado do uso de energia. O domínio do fogo foi um dos mais importantes marcos na história da civilização. Por dezenas de milhares de anos, o homem queimou madeira para se aquecer, para iluminar ambientes e para cozinhar os alimentos. Num estágio mais avançado, o uso do fogo permitiu o trabalho de metais e assim, cada vez mais, o ser humano se preocupou em aprender a lidar com algum tipo de energia para aquecimento, iluminação, processamento de materiais e alimentos ou transporte e movimentação. Na verdade, deseja-se que a energia nos produza conforto, comodidade, serviços, enfim, qualidade de vida.

1.2 As formas de energia

A energia se manifesta de diversas formas na natureza. Exemplos mais comuns dessa manifestação são as energias solar, cinética, potencial, eólica, das marés, geotérmica, que podem ser transformadas em outras formas de energia, conservando sua quantidade no processo de transformação, de acordo com a Primeira Lei da Termodinâmica. Assim, se a quantidade de energia na saída de um processo for inferior

à de entrada, alguma outra forma de energia (normalmente calor) foi criada durante a transformação.

Quando disponível na natureza, a energia é conhecida como “Energia Primária”.

Segundo Boyle [04] há quatro formas de energias primárias disponíveis na Terra.

A **energia cinética**, que está associada a qualquer corpo em movimento, é dada por $E = 1/2 m \times V^2$, onde “E” é a energia, “m” é a massa do corpo e “V” sua velocidade.

Da energia cinética, deriva a energia térmica, no sentido de que a temperatura de um objeto está ligada à velocidade na qual suas moléculas vibram.

A **energia potencial** está associada à aceleração da gravidade e, portanto, ao próprio planeta Terra. Para afastar um objeto do chão, é necessário fornecer energia para movê-lo, resultando em aumento de sua energia potencial, dada por $E = m \times g \times h$, onde “g” é a aceleração da gravidade ($9,81 \text{ m/s}^2$) e “h” a variação da altura imposta ao corpo.

Ao vermos um objeto cair, vemo-lo transformando sua energia potencial em cinética.

A **energia eletromagnética**, terceira das formas primárias de energia, é a que une as partículas de um átomo (prótons e elétrons). A energia elétrica nada mais é que uma manifestação deste tipo de energia. Ao considerarmos a energia química em seu nível atômico, ainda estamos analisando esta forma de energia. A própria queima de um combustível é a transformação de energia química em calor, ou seja, em energia cinética das moléculas. Radiação (inclusive a energia solar) ainda é manifestação dessa mesma forma de energia primária.

A quarta e última forma de energia é a **atômica ou nuclear**, armazenada no núcleo dos átomos. Ela ainda nos mostra que matéria (massa) pode ser convertida em energia.

Dessas quatro formas de energia derivam as várias fontes de energia primárias conhecidas disponíveis na natureza, como hidráulica, eólica, solar, nuclear, combustíveis fósseis, entre outras.

A energia hidráulica, por exemplo, é energia potencial (seja usina tipo fio d'água, seja de reservatório, há uma diferença de altura h entre montante e jusante do rio), que se transformará em cinética e depois em mecânica (rotação da turbina).

Outro exemplo de energia primária disponível na natureza são os combustíveis fósseis, que produzem calor a partir de reações químicas.

Quando a energia primária é trabalhada pelo homem através de alguma máquina e se transforma em outro tipo de energia, passa a ser chamada Energia Secundária.

A Energia Elétrica é considerada a mais nobre das energias secundárias hoje disponíveis. Não é possível imaginar a sociedade nos dias de hoje sem energia elétrica, que ilumina, aquece, irriga, aciona máquinas industriais, transporta e movimenta. Sem dúvida, a altíssima velocidade de transformação na vida do ser humano de hoje se dá em grande parte pelo uso da Energia Elétrica.

Em escala comercial, a energia elétrica é obtida através da transformação de alguma forma de energia primária disponível na natureza. As mais comuns destas fontes primárias são a energia hidráulica, os derivados de petróleo, carvão mineral e vegetal, gás e combustíveis nucleares.

1.3 Fontes renováveis de energia

A fonte de energia renovável é assim entendida quando sua reposição natural é mais rápida que o ritmo de sua utilização pelo homem. Neste grupo estão energia hidráulica, eólica, solar, de biomassa, entre outras.

Energias não renováveis são aquelas cujo aproveitamento é finito, ou que não se repõem na mesma velocidade de sua utilização. São, assim, o petróleo, o gás, os combustíveis nucleares, o carvão mineral, entre outros.

1.4 O meio ambiente

Desde o início da civilização, o ser humano vem devastando a natureza para a construção de cidades e plantações.

Com certeza, a partir do consumo maciço de energia desde o início do século XVIII com a revolução industrial, o processo de destruição da natureza tem crescido de forma extraordinária.

Há algumas dezenas de anos, a fumaça preta que saía da chaminé de uma fábrica era motivo de orgulho para sua comunidade, pois aquilo significava progresso. Possuir e utilizar energia é sinônimo de poder. Jazidas de petróleo ou outros combustíveis foram e são motivo de tensão e guerra entre países. O ser humano precisa e quer energia. E a destruição da natureza não era, até há poucos anos, vista como empecilho para atingir este objetivo.

Hoje, conceitos como chuva ácida, aquecimento global, poluição marinha, lixo atômico, riscos de acidentes com combustíveis nucleares e fósseis que afetam toda a vida vegetal e animal têm sido cada vez mais discutidos pelos ambientalistas, cientistas, economistas, políticos e cidadãos, enfim, têm sido motivo de preocupação de toda a comunidade do planeta.

O reconhecimento da necessidade de uso mais eficiente da energia, do combate ao desperdício e, finalmente, do uso de fontes limpas e alternativas tem provocado fértil discussão e produção científica.

Ainda há muito trabalho a ser feito nesta área, principalmente ligado à sensibilização e conscientização da população mundial para que se mobilize em corretas reivindicações nas políticas ambientais.

Muito avançada nesta área, a Alemanha já no início da década de 90 fazia a separação de quase a totalidade de seu lixo para promover a reciclagem (começou o processo muitos anos antes), além de atitudes como a quase total abolição do uso de sacos plásticos de lixo, o uso preferencial de garrafas de vidro às de plástico, a coleta de baterias em recipientes específicos, o uso de sacolas próprias para o transporte de compras de supermercado, dispensando o tão tradicional no Brasil “saquinho de supermercado” e até atitudes surpreendentes como a volta crescente do uso de fraldas de pano para bebês, no lugar das descartáveis, que demoram muito para se decompor no meio ambiente.

Não resta dúvida de que a crescente população do planeta será obrigada a adotar, num futuro não muito distante, atitudes semelhantes ou até mais radicais, sob pena de não haver mais um lugar viável para se morar.

Chegará o dia em que qualquer atitude tomada pelo ser humano terá como prioridade o Meio-Ambiente. Queira seja por consciência ou por necessidade.

1.5 Fontes de energia para o Brasil

A energia elétrica gerada a partir de fonte hidráulica, ou simplesmente, a energia hidrelétrica é, principalmente no Brasil, a forma mais estudada e comum de geração de energia elétrica, como mostra a Figura 1.2.

Grandes aproveitamentos de energia hidrelétrica têm várias vantagens, como a pequena produção (em comparação com usinas térmicas) de gases poluentes e aquecedores da superfície da Terra, a alta eficiência e baixo custo operacional, mas apresentam também algumas desvantagens como a produção de energia muitas vezes em locais afastados dos centros de consumo, alto custo de investimentos e principalmente, altíssimo custo ambiental.

Normalmente, para maximizar o aproveitamento econômico, é necessária a construção de uma barragem para que a usina gere eletricidade de forma regular nos períodos de cheia do rio (enchimento do reservatório) e de estiagem (esvaziamento do reservatório). Estes reservatórios inundam áreas imensas, muitas vezes em regiões antes cobertas por florestas, outras belezas naturais, comunidades ou plantações.

A Região Norte (Amazônia) representa hoje o maior potencial hidráulico não explorado de nosso país. Sua exploração, entretanto, pode nunca se concretizar, face ao imenso custo ambiental forçado pela sazonalidade do volume de água dos rios, pelos pequenos desníveis de terreno que obrigam a construção de grandes barragens e reservatórios e pela enorme distância dos atuais grandes centros de carga do país, que obriga a construção de grandes e longas Linhas de Transmissão.

Segundo dados da ANEEL – “Agência Nacional de Energia Elétrica”, a Região Norte possui potencial hidráulico ou hidroenergético de 114 GW, ou 44% do total do potencial nacional estimado de 260 GW. Para ter idéia do que isto significa, o

total da potência instalada, no Brasil, em geração hidrelétrica, incluídas as Pequenas Centrais Hidrelétricas é de cerca de 70 GW, dos quais apenas menos de 2 GW na Região Norte (dados de 2002).

As Figuras 1.1 e 1.2 mostram, respectivamente, a evolução do consumo de energia por fontes distintas e as fontes de geração de energia elétrica no Brasil.

Figura 1.1 – Evolução do consumo de energia no Brasil, por fontes distintas (em %). [01]

Figura 1.2 – Fontes primárias de geração de energia elétrica no Brasil (dados de 2002). Fonte: ANEEL

A Figura 1.1, mostra a participação da energia hidráulica na matriz energética do Brasil, que representa sempre mais de 40% de toda a energia produzida no país no período mostrado (1990 a 2000). A participação de petróleo e gás vem crescendo no período (era de cerca de 25% em 1990 e chegou a cerca de 35% em 2000),

mas, mesmo assim, ainda não ultrapassou o volume de energia hidráulica no ano de 2000.

A Figura 1.2 mostra as fontes primárias para geração de energia elétrica no Brasil. Nela, “Usina Hidrelétrica de Energia” (cor azul clara) representa cerca de 80% da geração de energia elétrica. Este volume de participação de energia hidráulica não encontra similar no mundo e mostra a dependência do Brasil com relação ao insumo água.

Ocorrências de um passado recente mostram, porém, que a energia elétrica produzida no país é insuficiente para atender à demanda corrente e sustentar o crescimento econômico que se deseja. Em 2001, viveu-se no Brasil a terrível experiência do racionamento de energia elétrica que durou até o início de 2002.

Como quase toda geração de energia elétrica é hidráulica, o povo brasileiro, talvez pela primeira vez em sua história, enxergou a **ÁGUA** como um insumo finito.

Após este choque, os vários setores da sociedade brasileira constataram a real e iminente necessidade de diversificação das fontes de geração de energia elétrica e de seu uso racional.

No Brasil atual, vários estudos estão sendo feitos e várias oportunidades se abrem para geração de energia elétrica através de novas fontes renováveis de energia, como a eólica, a solar fotovoltaica, biomassa, entre outros.

Este trabalho apresenta os princípios da geração eólica de energia elétrica através de gerador assíncrono com rotor bobinado de anéis, conectado a um conversor estático duplo em ligação “back-to-back”, com circuito CC intermediário, utilizando a técnica de modulação em largura de pulsos (PWM) e Controle Vetorial.

Apresenta-se ainda uma comparação de preços entre os sistemas de geração de energia elétrica a partir de uma turbina eólica com duas versões: gerador assíncrono com rotor de anéis e gerador assíncrono com rotor em gaiola de esquilo, para definir a faixa de potência para a qual é economicamente recomendável a utilização do primeiro.

Por último, foi feita a simulação, com ênfase em regime permanente e ensaios de curto-circuito, da instalação de geração eólica na rede da empresa

distribuidora de energia elétrica no estado de Mato Grosso do Sul, ENERSUL SA, para permitir avaliações quanto a viabilidade, conexão e minimização de custos de infraestrutura.

Capítulo 2

A ENERGIA EÓLICA

Figura 2.1 – Fazenda eólica. Turbinas de eixo horizontal de 3 pás. Fonte: www.ufpe.br.

2.1 Histórico

A energia eólica é utilizada há milhares de anos, em vários tipos de aplicações e de diversas formas.

Há registros de uso de moinhos de vento no Japão e China em 2000 AC e na Babilônia em 1700 AC [22].

Por volta do ano 200 AC, na Pérsia (atual Iraque), usava-se a força eólica para bombeamento de água e moagem de grãos [24].

Os ventos impulsionam embarcações também há milhares de anos.

Quem não conhece os famosos moinhos de vento da Holanda? Lá, eles têm sido usados desde a Idade Média.

A energia eólica para produção de energia elétrica foi pioneiramente utilizada pela Dinamarca [02] há pouco mais de cem anos.

Desde então, muito já se pesquisou para que a geração de energia elétrica eólica seja cada vez mais viável tanto do ponto de vista técnico, como do econômico.

2.2 Políticas de aproveitamento da energia eólica

A energia eólica é “limpa”, de baixo custo de manutenção, e assim como a hidrelétrica, seu “combustível” é fornecido gratuitamente pela natureza. Por que então ela não é mais amplamente utilizada?

A diminuição dos custos da eletrônica, tanto de potência quanto da tradicional analógica ou digital, está fazendo com que as novas tecnologias, hoje possíveis, extraiam a energia do vento de forma muito mais eficiente, tornando a geração de energia eólica economicamente competitiva, inclusive em comparação com o uso de combustíveis fósseis. Hoje, mesmo com um maior investimento inicial na aquisição de equipamentos que contemplem estas inovações tecnológicas, a quantidade de energia que se extrai do produto já a torna recompensadora.

Devido ao atual estágio de desenvolvimento tecnológico das turbinas eólicas e de seu uso já em larga escala, estima-se que, atualmente, a energia elétrica eólica é a segunda mais barata, perdendo apenas para a energia hidrelétrica [07].

Em razão dos problemas abordados no Capítulo 1, pode-se afirmar que, se o preço do kWh gerado por energia eólica em sítios com ventos fortes e constantes, como, por exemplo, no litoral do Nordeste, for comparado com o custo do kWh de novas usinas hidrelétricas na Amazônia, na maioria dos casos, a geração eólica já é mais economicamente vantajosa.

Faz falta ainda, porém, a implantação de políticas de incentivos, regulamentação e financiamentos. Países do chamado primeiro mundo já iniciaram este processo e têm investido nessa área, seja através de pesquisa ou de incentivos à sua utilização.

A implantação de “taxas do carbono”, sobretaxas a fontes de energia que emitam gás carbônico, devem permitir que as metas do Protocolo de Kyoto, proposto em conferência das Nações Unidas em Kyoto – Japão, em 1997, na qual 160 países negociaram limites de emissão de gases poluentes, principalmente o gás carbônico, sejam atingidas.

Através desse protocolo, os países signatários se comprometem a uma redução média de 5,2% na emissão global dos gases causadores do efeito estufa, em relação à emissão de 1990, com prazo estipulado de 2008 a 2012.

Essa atitude incentiva ao uso da energia eólica, a mais econômica entre as “novas” formas de geração de energia renováveis.

A “Cúpula da Terra” ou a “Conferência Rio + 10” realizada em Johannesburgo (África do Sul) em fins de agosto e início de setembro de 2002 frustrou a maioria dos ambientalistas que imaginavam que o mundo entraria definitivamente na era da maciça procura por energia renovável e desenvolvimento sustentável.

Os Estados Unidos da América frustraram os participantes do encontro, com a recusa em assinar o Protocolo de Kyoto e, portanto, a se propor a diminuir a quantidade de emissão de gases.

Apesar disso, investem em tecnologia e produção de energia eólica. Em 1998, contavam com cerca de 1.700 MW de potência eólica instalada, prevendo construir até 2000 mais 1.300 MW espalhados por vários estados. Seu atual objetivo é contar até 2020, com 80.000 MW de potência eólica instalada, que deve representar 5% de toda energia elétrica consumida no país [11].

Como os ventos na Europa são abundantes, o continente tem liderado pesquisa e utilização de fontes eólicas de energia, com destaque para Alemanha, Espanha, Dinamarca, Inglaterra e Holanda.

Na Alemanha, hoje, a prioridade energética envolve a utilização de fontes renováveis, com destaque para a eólica. Com capacidade de geração eólica instalada de 12.000 MW em 2003, é, disparado, o país líder no uso deste tipo de fonte de energia [36].

A Espanha é hoje o terceiro país do mundo que mais utiliza energia elétrica eólica, atrás de Alemanha e E.U.A. As perspectivas governamentais apontam para que em 2010 haja 8.000 MW em potência instalada [27].

A Dinamarca, pioneira na utilização da energia elétrica eólica, já conta com cerca de 10% de sua matriz de geração elétrica baseada nessa forma de produção, devendo chegar a 50% até 2030, com pelo menos 4.000 MW offshore [05], [35]. Hoje, são os principais exportadores do mundo de equipamentos e tecnologia em turbinas eólicas [02].

Também o Japão tem como uma de suas prioridades energéticas, o uso da energia eólica. Na região de Hokkaido e Tohoku, a potência instalada passou de 28 MW para 140 MW de 1998 a 2000. Um comunicado emitido em 2002 pelo Ministério da Economia, Comércio e Indústria daquele país, divulgou a necessidade de incrementar a capacidade instalada em energia eólica para 3.000 MW até o ano de 2010 [37].

No Brasil, há muito a fazer. O potencial eólico brasileiro está estimado hoje em 63 milhões de MWh/ano [03], ou 20.000 MW [20], números que, através de estudos complementares, certamente crescerão. Instalados há, porém, em 2003, apenas pouco mais de 22 MW [10], [20], como se detalha no Anexo 1 desta dissertação.

A regulamentação do setor, através de leis que garantam incentivos fiscais na compra dos equipamentos e na venda da energia produzida e, principalmente, que garantam a aquisição da eletricidade gerada pelas distribuidoras regionais, servirá como estímulo para que investidores nacionais e estrangeiros apliquem recursos nesta área.

O primeiro passo neste sentido foi dado em dezembro de 2001 com a criação do “Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica” – PROINFA (Lei 10.438/02 modificada pela Lei 10.726/03), no âmbito do Ministério de Minas e Energia, com o objetivo de agregar ao Sistema Elétrico Interligado Nacional, o montante de 3.300 MW de potência instalada.

No ano de 2003, vários projetos começaram seu andamento, principalmente no Nordeste onde os ventos são mais generosos [02], [10], [21] e onde os governos de estado já se propuseram a dar incentivos fiscais e garantir a compra da

energia gerada. O Anexo 1 mostra a atual situação da geração de energia elétrica eólica no país.

Não há dúvida que no Brasil e no mundo, a geração de energia eólica deve crescer nos próximos anos. Para isso é necessário, entretanto, que haja maior incentivo governamental, tanto para a pesquisa, quanto para atração dos investimentos.

2.3 Qualidades das fontes de energia eólica

Para se selecionar um sítio adequado à geração de energia eólica, vários fatores devem ser cuidadosamente analisados.

Inicialmente é necessário medir intensidade, frequência e direção dos ventos do local. É desejável que a coleta de dados seja bem extensa, de vários anos, para se obter resultados mais precisos. Normalmente, utilizam-se dados meteorológicos dos últimos anos, além da instalação de instrumentos de medição específicos.

O relevo e a rugosidade do terreno no local têm influência decisiva sobre a qualidade da fonte de energia eólica.

Um local situado numa altitude muito acima do nível do mar tem ar muito rarefeito, o que diminui a potência extraída da turbina. Solo muito irregular ou contendo obstáculos ou muitas árvores pode inviabilizar um projeto. A terra tem ainda que resistir ao peso das torres e equipamentos, além das forças mecânicas envolvidas na geração de energia.

Adicionalmente, a infra-estrutura do local deve ser adequada ao que se pretende. Para a instalação de uma grande fazenda eólica, é desejável que se conte com boas estradas para o transporte e futura manutenção dos equipamentos a serem instalados. Linhas de transmissão, obviamente com capacidade ociosa o suficiente para transmitir a energia que se pretende gerar, também são desejáveis.

Um local pode ser detentor de um potencial eólico maravilhoso, mas estar a centenas de quilômetros de qualquer linha de transmissão ou centro de consumo de energia elétrica. Este fato, no mínimo, encarece o projeto.

2.4 As turbinas eólicas

2.4.1 Introdução

Turbinas Eólicas são máquinas que transformam a energia cinética dos ventos em energia mecânica, que tanto pode ser usada como tal, como pode ser transformada em energia elétrica, acoplando-se um gerador elétrico ao eixo da turbina.

Esse item destina-se a mostrar como e quanta energia (e potência) pode ser extraída dos ventos.

2.4.2 O vento

O vento nada mais é que uma massa de ar em movimento.

O ar, por ser uma mistura de gases, está sujeito a todas as características físicas destes fluídos.

O ar quente se expande mais que o frio, torna-se menos denso e tende a subir, sendo substituído por ar mais frio e denso.

Por outro lado, a quantidade de energia que os raios solares transferem para a superfície da Terra é diretamente proporcional ao ângulo de ataque do raio, sendo o maior aproveitamento proporcionado por ataque perpendicular [04].

Quando se leva em conta que os raios do Sol incidem sobre a Terra a 90° no equador e que este ângulo diminui na medida que se caminha em direção aos pólos, fica claro porquê a temperatura do equador é tão mais alta que a dos pólos.

Um efeito direto deste fenômeno é o aquecimento do ar sobre o equador que sobe e se movimenta em direção aos pólos, que por sua vez sopra ar frio e baixo em direção ao equador.

Se a esses ingredientes, adiciona-se o movimento de rotação da Terra, que leva a superfície sobre o equador a uma velocidade tangencial de cerca de 1.600 km/h e a 0 km/h nos pólos e as estações do ano, provocadas pelo movimento de translação, que aquecem de maneira desigual os hemisférios norte e sul, explicam-se as “mutantes fontes de ventos”.

As brisas marinhas também são localmente formadas por diferenças de temperaturas, não mais decorrentes do ângulo de incidência solar, mas das diferentes capacidades de armazenamento de calor pela água e pela terra. A terra é aquecida durante o dia e resfriada durante a noite de forma muito mais rápida que a água. Por esta razão, o ar aquecido pela terra durante o dia sobe, sendo repostado por ar “frio” vindo do mar. Durante a noite, o processo se inverte. Os ventos de vales e montanhas também sofrem processo semelhante.

Resumindo, podemos dizer que “**Vento**” é o resultado do desigual aquecimento da superfície da Terra pelos raios do Sol e de seus movimentos de rotação e translação.

Essa característica justifica o quão diversos podem ser os ventos de um sítio dependendo de sua latitude, de sua proximidade do mar ou de montanhas, da estação do ano, entre outros fatores.

Normalmente, em razão da ação do sol, os ventos são mais fortes durante o dia [11], que é justamente quando a demanda de energia é maior. Além disso, os ventos são mais fortes nas épocas de menor chuva [20], do que decorre um dos principais atrativos do uso de energia eólica, concorrente para a diversificação da matriz energética brasileira, excessivamente dependente de geração hidráulica.

Quando se cogita geração eólica de energia, há que levar em conta que nem todo local é apropriado. Segundo os fabricantes de turbinas eólicas, para que o sistema seja economicamente viável, a velocidade média anual mínima deve ser de 5,5 a 7,0 m/s [11], [24].

Assim, a obtenção de dados através de medições (que não são baratas), das velocidades e frequências dos ventos, é parte obrigatória de qualquer projeto de instalação de um sistema eólico de geração de energia elétrica.

Esses dados locais permitem determinar a “**curva de frequência de distribuição de velocidades dos ventos**” para o sítio, que mostra o número de horas, por um período de tempo (normalmente um ano ou 8.760 horas), em que o vento sopra a cada diferente velocidade.

O gráfico da Figura 2.2 mostra uma distribuição hipotética de frequências de velocidades de vento, através da relação número de horas anuais em função da velocidade do vento.

Figura 2.2 – Distribuição hipotética de frequências de velocidades de vento.

Nesse exemplo, a velocidade média anual do vento é de pouco mais de 8 m/s ou quase 29 km/h. Essa curva é fundamental para se determinar a velocidade nominal do vento e, portanto, a potência nominal do sistema eólico a ser instalado.

2.4.3 Energia e potência eólica

A energia eólica é, como fonte primária, a energia cinética que uma determinada massa de ar em movimento possui, dada por $E = 1/2 m \times V^2$, onde “E” é a energia, “m” é a massa e “V” é a velocidade do ar. A massa do ar pode ainda ser

representada por $m = \text{vol} \times \rho$, onde “vol” é o volume desta quantidade de ar e “ ρ ” sua densidade.

Imaginando a velocidade do ar constante, o volume da massa de ar corresponde à área (S) abrangida pelo círculo hipotético de raio R, que é o comprimento de cada pá da hélice da turbina, multiplicado pelo comprimento (L) percorrido pela massa de ar, projetando um cilindro, como mostra a Figura 2.3.

Figura 2.3 – Volume de ar cilíndrico, com superfície S ($\pi \times R^2$) e comprimento L.

Assim, $E = \frac{1}{2} S \times L \times \rho \times V^2$. Com a velocidade do vento constante, lembrando que a potência (P) é a derivada da Energia em relação ao tempo e fazendo $dL/dt = V$, decorre que $P = \frac{1}{2} S \times \rho \times V^3$.

Dessa expressão, verifica-se que a potência extraível de uma massa de ar é proporcional:

- 1) à área de captação do vento pela turbina, ou seja, ao círculo de área S ($\pi \times R^2$) que a hélice de raio R “varre”;
- 2) à densidade do ar no local e
- 3) à sua velocidade elevada ao cubo.

A densidade específica do ar a 0°C e ao nível do mar é dada por $\rho = 1,2929 \text{ kg/m}^3$. Este valor deve ser proporcionalmente corrigido para a temperatura e altitude do sítio da instalação, levando-se em conta a pressão de 760 mm Hg e a temperatura de 273 K [03].

Deve-se considerar que a velocidade do vento em um local aumenta com sua altura acima do nível do solo. Isto se torna particularmente importante para as grandes unidades de geração que chegam hoje a ter torres de altura da ordem de 100 m e raio de hélice de turbina (R) da ordem de 50 m (turbinas de eixo horizontal – item 2.4.6.1).

Uma expressão prática para o cálculo da velocidade do vento a uma determinada altura é [39]:

$$V = V_0 [h / h_0]^n, \text{ onde}$$

V = velocidade do vento na altura desejada;

V_0 = velocidade do vento obtida por medição;

h = altura desejada;

h_0 = altura na qual se obteve a medição da velocidade do vento;

n = fator de rugosidade do terreno, que varia de 0,1 (terrenos lisos) a valores superiores a 0,3 (zonas urbanas).

Ainda, segundo Betz [03], [04], [09], [22], apenas parte da energia do vento é aproveitada, uma vez que o vento atinge a turbina com velocidade “ V ”, mas ainda possui alguma velocidade após passar pela turbina. Isso indica que apenas parte da energia cinética do vento pode ser aproveitada pela turbina. Para quantificar este índice de aproveitamento, Betz determinou, através de seus estudos, um “coeficiente de potência” eólico C_p , cujo valor máximo teórico é $16/27 \cong 0,5926$. O coeficiente relaciona a energia cinética total do ar que passa pela área do círculo de raio R (Figura 2.3) com a energia realmente captada pela turbina.

Assim, a potência eólica pode ser dada por:

$$P = \frac{1}{2} C_p \times S \times \rho \times V^3 = \frac{1}{2} C_p \times \Pi \times R^2 \times \rho \times V^3 \quad (2.1)$$

O valor máximo de $C_p = 16/27$ foi calculado para uma turbina teórica ideal, em condições ideais. Na prática, seu valor depende da aerodinâmica das lâminas da hélice, do tipo de controle da turbina e dos valores instantâneos da velocidade do vento e da rotação da turbina, ou seja, cada tipo de turbina e cada condição de operação apresenta um valor diferente de C_p .

Dada a aerodinâmica de uma turbina, ela possui um valor máximo de C_p , que, com a tecnologia disponível hoje em dia, chega a valores em torno de 0,4 para turbinas de eixo horizontal com 3 pás.

Sobre o coeficiente C_p , cabe acrescentar que ele é função não linear de duas grandezas:

- 1) Do ângulo de passo ou “pitch” (β) das pás da turbina que tenha este tipo de controle, como será visto no item 2.4.4.4.

- 2) Da “razão de velocidade” (Tip Speed Ratio) λ , quociente entre a velocidade tangencial na ponta das pás da hélice ($R \times \omega_r$) onde ω_r é a velocidade angular da turbina eólica, e a velocidade estacionária do vento (V), definida no item 2.4.4.2. Desta forma, λ é dado por:

$$\lambda = (R \times \omega_r) / V \quad (2.2)$$

De acordo com o número de pás da hélice da turbina, o coeficiente C_p terá seu valor máximo em uma determinada faixa de valor de λ . Quanto menor o número de pás, maior o valor de λ que corresponde ao valor máximo de C_p , ou seja, mais veloz deverá ser a rotação da turbina.

A Figura 2.4 mostra o parâmetro C_p como uma função não linear de λ , para uma turbina típica de 3 pás, com ângulo de “pitch” (passo) otimizado.

Figura 2.4 – Curva C_p em função de λ para uma turbina eólica hipotética de três pás com ângulo de passo (β) otimizado.

Cada turbina eólica possui sua curva $C_p \times \lambda$, dependente do tipo construtivo, do eixo (se vertical ou se horizontal), do material, do perfil e do retorcimento das lâminas da hélice, entre outros fatores.

É importante verificar na Figura 2.4 que, dada uma turbina eólica e, portanto, sua curva característica ótima, existe sempre um λ ótimo, isto é, para cada velocidade do vento, existe uma rotação (ou velocidade angular) que propiciará melhor rendimento de potência (maior C_p).

Nos geradores eólicos com sistemas de controle mais sofisticados, existe uma malha de controle de velocidade angular do eixo. Através da informação da velocidade do vento, que pode ser medida ou até mesmo avaliada por “Fuzzy Logic” [16], [17], [18], [25], calcula-se o valor de referência para o regulador de velocidade do gerador.

2.4.3.1 Fator de capacidade

Como a potência eólica é proporcional ao cubo da velocidade, locais distintos, com mesmas velocidades médias anuais, podem apresentar valores anuais de potência ou energia muito diferentes, se tiverem diferentes frequências de distribuição de velocidades de vento. Isto determina o “**fator de capacidade**” da potência instalada, importante conceito para o dimensionamento do gerador eólico. Como exemplo extremo, compara-se um local que tem durante metade do tempo $V = \text{zero}$ e durante a outra metade do tempo $V = 20 \text{ m/s}$, com outro sítio onde a velocidade é sempre constante $V = 10 \text{ m/s}$. Ambos têm a mesma velocidade média anual, mas extraem diferentes valores de energia durante o ano, para cada kW instalado.

Assim, instalada uma máquina de 1 kW, que tem como velocidade nominal do vento o valor de 10 m/s (velocidade média anual), ter-se-ia no primeiro caso fator de capacidade igual a 0,5, pois durante metade do tempo simplesmente não há geração de energia. Na outra metade do tempo, há sempre geração de 1 kW, embora fosse possível estar gerando oito vezes mais energia ($P \sim V^3$), o que, aliás, mostraria um erro de dimensionamento da velocidade nominal de geração, já que se poderia estar gerando com velocidade nominal do vento de 20 m/s.

No segundo caso, o fator de capacidade seria igual a 1, sem “desperdício” de energia.

A situação deste exemplo será mais bem entendida com as explicações matemáticas dadas no item 2.5.2.

Admitindo que em um determinado sítio o fator de capacidade da instalação seja de 0,35, para cada 1 kW instalado, em um ano, a energia obtida seria $0,35 \times 365 \times 24 \times 1 \text{ (kWh)}$, ou seja, 3.066 kWh. Com o fator 0,5, com a mesma potência instalada, seria possível extrair 4.380 kWh.

Nesse exemplo, a primeira instalação não é necessariamente “pior” economicamente que a segunda. Dependendo do local de instalação ou da variação do custo da energia ao longo do dia e da época do ano, é possível que a primeira instalação seja até mais “rentável” que a segunda, já que altos fatores de capacidade significam

produção de energia mais constante, enquanto baixos fatores de capacidade podem significar grandes picos de produção de energia.

Quanto mais uniforme a velocidade do vento, mais próximo de 1 (um) será o fator de capacidade.

É importante salientar que sistemas de geração de energia eólica e solar têm em comum o fato de possuírem fatores de capacidade inferiores aos dos sistemas ditos convencionais (hídricos, térmicos) uma vez que além de enfrentarem os mesmos tipos de paradas das “convencionais”, como manutenções preventiva e corretiva, faltas, falhas, fatores externos entre outros, são suscetíveis às contingências meteorológicas.

2.4.4 O aproveitamento da energia eólica pela turbina

2.4.4.1 A aerodinâmica

As hélices de uma turbina eólica são hoje muito mais aerodinâmicas e eficientes que as dos antigos moinhos. As pás (ou lâminas) têm o formato de asas de aviões e usam a mesma aerodinâmica.

Figura 2.5 – Perfil da pá de uma hélice de uma turbina eólica. Fonte: www.ufpe.br.

Como se pode observar nas Figuras 2.5 e 2.6, um objeto colocado em uma rajada de vento sob um pequeno, assim chamado, “ângulo de ataque” (α) sofre a ação do fenômeno conhecido por “efeito Bernoulli”, ou seja, a aceleração da velocidade do ar com a respectiva queda de pressão em um dos lados da lâmina.

O ângulo de ataque é o formado entre a direção (relativa) do vento e a direção da “linha de corda”, que é a linha de comprimento da seção do aerofólio, ou seja, a linha reta entre a “cabeça” e a “cauda” do aerofólio, como mostra a Figura 2.6.

Figura 2.6 – Seção de uma pá de uma turbina de eixo horizontal em movimento, mostrando as forças de arrasto e sustentação, as direções das velocidades envolvidas e os ângulos α (ataque), β (passo), e ϕ (velocidade relativa).

Da aerodinâmica do objeto colocado sob uma rajada de vento depende a intensidade das forças de arrasto e sustentação, discutidas mais adiante.

2.4.4.2 Velocidade relativa do vento

Para entender as forças aerodinâmicas que atuam sobre as pás da hélice de uma turbina eólica, é necessário entender antes o conceito de velocidade relativa do vento.

Uma turbina eólica parada percebe a velocidade do vento de forma diferente que uma turbina girando.

Para exemplificar, imagine-se um campo aberto com vento soprando na direção de sul para norte a 4 m/s. Uma biruta estacionária neste campo estaria, sem dúvida, apontando para a direção norte. Quando se imagina que uma pessoa pega esta

biruta e começa a correr na direção de leste para oeste aos mesmos 4 m/s, quem estiver parado no campo observará que a biruta na mão do corredor estará apontando para a direção nordeste. Este é o efeito da velocidade relativa do vento.

Isto leva a entender a “**velocidade relativa do vento**” como um vetor, com direção, sentido e módulo, que nada mais é que a soma vetorial das velocidades envolvidas.

Na turbina eólica, a “**velocidade relativa do vento**” é a soma dos vetores “**velocidade estacionária do vento**” (como percebido por uma turbina estacionária) e “**velocidade tangencial da lâmina da hélice**”.

O “**ângulo de velocidade relativa**” (ϕ) é formado pelo vetor velocidade relativa do vento e o vetor velocidade tangencial da lâmina, como mostrado na Figura 2.6.

Observe-se que, como a hélice perfaz um movimento de rotação, sua velocidade tangencial varia ao longo do comprimento da lâmina, de seu cubo (núcleo) à sua ponta, obedecendo a $u = r \times \omega$, onde “ u ” é a velocidade tangencial do ponto, “ r ” é o valor da medida (em metros) entre o ponto e o cubo da hélice e “ ω ” é a velocidade angular da turbina, ou seja, quanto mais próximo da ponta da lâmina, maior será a velocidade tangencial daquele ponto, para uma dada velocidade angular ω .

2.4.4.3 Forças de arrasto e sustentação (drag and lift)

São duas as forças aerodinâmicas: A de arrasto (drag) e a de sustentação (lift).

A força de arrasto é a força do vento que mais comumente se observa na natureza. É a força experimentada por um objeto colocado numa rajada de vento, na direção da velocidade relativa do vento.

A biruta em repouso do exemplo dado no item anterior sofre força de arrasto para apontar para o norte. Da mesma forma, a biruta na mão do corredor, sofre a mesma força de arrasto (com a diferença de estar sob efeito da velocidade relativa do vento) apontando para nordeste. Portanto, a direção da força de arrasto é sempre a direção da velocidade relativa do vento.

Já a força de sustentação é aquela causada pelo efeito Bernoulli que, através da diminuição da pressão causada pelo aumento da velocidade, “suga” o objeto para cima. Ela é perpendicular à força de arrasto e é a maximização desta força que oferece o ótimo rendimento das modernas turbinas eólicas.

É esta força que faz uma pipa, um aeroplano ou mesmo um gigantesco avião a jato decolarem do solo e voarem.

A intensidade das forças de arrasto e sustentação está diretamente ligada ao ângulo de ataque do objeto ao vento. A força de arrasto será máxima para ângulo de ataque de 90° e diminui sua intensidade até chegar ao seu valor mínimo próximo a 0° . Já a força de sustentação, tem sua intensidade crescente para pequenos ângulos de ataque (até cerca de 15°). Nesta região, chega a seu máximo. Após atingir este valor (próximo de 15° de ângulo de ataque), a intensidade da força de sustentação começa a diminuir rapidamente com o aumento do ângulo. É a chamada região de estol, que faz com que os aviões que cheguem nesta situação percam sustentação e despenquem.

Pensando-se nas duas forças conjuntamente, pode-se estabelecer uma relação entre força de sustentação e força de arrasto em função do ângulo de ataque.

Modernas seções de aerofólio testadas em túneis de vento possuem máxima eficiência (relação sustentação / arrasto) em ângulos de ataque próximos a 0° . Este é o ângulo de ataque que proverá a turbina de maior eficiência (curva ótima $C_p \times \lambda$ da Figura 2.4, que fornecerá o maior parâmetro C_p da expressão 2.1).

A somatória das projeções das forças de sustentação e arrasto na direção da velocidade tangencial da lâmina ao longo do comprimento das lâminas do rotor geram o torque da turbina.

2.4.4.4 Controle de estol e controle de passo (“pitch” ou embandeiramento)

Quando o ângulo de ataque de um objeto à rajada de vento ultrapassa o ângulo de ataque de estol, ele experimenta uma redução brusca do fluxo de sucção da força de sustentação, conjuntamente com aumento da força de arrasto.

Certos tipos de turbinas se utilizam desta característica de estol para “desperdiçarem” energia quando a velocidade do vento está acima da “velocidade nominal do vento” para aquela turbina.

Este é o tipo mais simples de controle de excesso de energia, uma vez que as lâminas são simplesmente aparafusadas no cubo da hélice, sendo, portanto, fixas.

Normalmente, as lâminas deste tipo de rotor sofrem retorcimento especial, que será discutido no item 2.4.6.1.

Considerando que a velocidade angular da turbina é constante e que a velocidade do vento aumenta, vê-se pela Figura 2.6 que o ângulo de velocidade relativa (ϕ) aumenta, fazendo com que o ângulo de ataque também aumente (para β constante), provocando perda gradativa de eficiência até o ponto de estol, quando, por turbulência, perde-se bruscamente força de sustentação e portanto, torque no rotor.

Este tipo de controle é utilizado quando o rotor da turbina é de passo fixo.

Outra forma de controle de “desperdício” de energia para velocidades de vento acima da nominal, mais sofisticada, é a feita através do controle do ângulo de passo ou de embandeiramento das pás (β), que é o valor resultante da diferença do ângulo de velocidade relativa (ϕ) e o ângulo de ataque (α), como mostrado na Figura 2.6. Instalações modernas se utilizam deste tipo de controle, com lâminas móveis.

Movendo (embandeirando) as pás, mantêm-se o ângulo de ataque dentro de valores desejados, quando a velocidade do vento e a velocidade angular da turbina (valores que interferem diretamente no ângulo ϕ) se modificam.

O controle de passo serve não só para eliminar excesso de energia quando a velocidade do vento está acima da nominal, mas também para otimizar o aproveitamento da energia abaixo da velocidade nominal do vento, explorando a aerodinâmica das lâminas.

Quando a turbina tem controle de passo, ela possui uma curva $C_p \times \lambda$ para cada ângulo de embandeiramento das pás, ocorrendo a curva máxima (como mostrada na Figura 2.4) com o valor ótimo da relação força de sustentação / força de arrasto.

Assim, para velocidades de vento abaixo da nominal, o controle calcula, em função da velocidade do vento e da rotação atual da turbina (portanto, em função de λ), qual o melhor ângulo de embandeiramento das pás (valor sempre próximo de zero) para otimizar o parâmetro C_p e impor a máxima (ou ótima) curva $C_p \times \lambda$, conforme Figura 2.4.

Para velocidades de vento acima da nominal, como é necessário “desperdiçar” energia, o controle de passo aumenta gradativamente o embandeiramento das pás, diminuindo sistematicamente o fator C_p , podendo chegar ao ângulo limite de 90° , caso a velocidade do vento suba a um patamar acima do suportável fisicamente pela estrutura da turbina. Nessa situação (ângulo de passo = 90°) o vento não mais fornece energia à turbina.

2.4.5 A potência extraível da turbina eólica

O dimensionamento do sistema de geração de energia eólica (turbina, gerador elétrico e conversores), por razões econômicas, não pode ser feito levando-se em conta somente a potência máxima extraível do vento naquele sítio. Como indica a curva de distribuição de frequências de velocidades do vento, altas velocidades (correspondentes a altas potências) estão presentes apenas em uma pequena porcentagem de tempo.

Portanto, o primeiro parâmetro a ser dimensionado é a “**velocidade nominal do vento**” para o sítio onde será instalando o equipamento, que é a **velocidade do vento para a qual será determinada a potência nominal do sistema**. Para tal, leva-se em conta a curva de distribuição de frequências de velocidades do vento para aquele sítio e sua respectiva velocidade média anual, com o intuito de que seja extraída potência nominal do conjunto durante a maior parte possível de tempo, porém, preocupando-se em evitar que haja “desperdício” de energia que não é gerada porque o sistema já opera em potência máxima.

Toda a potência do sistema de geração eólico (turbina, gerador, conversores, hidráulica, entre outros) é dimensionada para aquela velocidade nominal de vento.

A potência nominal econômica será aquela que se mantém durante uma razoável parte do tempo. Um compromisso deve ser feito, pois, uma vez dimensionado o conjunto para uma determinada velocidade do vento, velocidades superiores não mais significarão potências (proporcionais à velocidade ao cubo) superiores. No item 2.5, esta situação será discutida.

Quanto mais uniforme for a distribuição de velocidades dos ventos naquele sítio, melhor será a relação Potência Média Extraída dos Ventos / Potência Nominal Instalada, ou seja, mais próximo de 1 (um) será o “fator de capacidade” daquela instalação.

A Figura 2.7 mostra a potência extraível de uma instalação em função da velocidade do vento.

Figura 2.7 - Potência x Velocidade do Vento.

Observe-se que, por razões econômicas, a potência nominal do conjunto (ponto da velocidade nominal do vento) é atingida para uma velocidade do vento acima da velocidade média anual, que, conforme item 2.4.2, deve ser no mínimo 5,5 a 7,0 m/s.

Da Figura 2.7 percebe-se que há quatro regiões de trabalho a serem consideradas:

A primeira vai de zero à velocidade mínima ($V_{\min}$) de geração (entre 2,5 e 4,5 m/s). Nesta faixa de velocidades, não há geração de energia elétrica.

A segunda vai de $V_{\min}$ a V_{nom} (velocidade nominal, normalmente entre 10 e 15 m/s), determinada através dos estudos dos ventos no local onde será instalado o sistema. Nesta faixa, a potência elétrica extraída do sistema varia proporcionalmente ao cubo da velocidade. A velocidade média anual deve estar nesta região de trabalho, para que o conjunto esteja a maior parte do tempo trabalhando dentro desta região.

É nesta faixa de trabalho que se identifica a importância de um bom sistema de controle da turbina eólica. Se ela for dotada de sistema de controle de passo, nesta região, ele procurará manter o ângulo de passo (β) de forma a otimizar a curva $C_p \times \lambda$. Se a turbina for dotada de controle de rotação, ele procurará, de acordo com a velocidade do vento, obter a rotação ótima para se conseguir o valor de razão de velocidade (λ) que maximize o valor do coeficiente de potência (C_p). Pode-se afirmar, então, que nesta região de trabalho da turbina eólica, o objetivo do sistema de controle, caso exista, é manter o valor do coeficiente de potência (C_p) constante e máximo.

A terceira região é a de potência nominal do sistema. Ela vai de V_{nom} a V_{max} (velocidade máxima). Como já foi dito, o aumento da velocidade do vento nesta região não implica em aumento de potência elétrica extraída. Pelo contrário, nesta faixa de velocidade, a diferença entre a potência eólica captada pela turbina e a potência elétrica gerada, deve ser “repassada”, ou através de “armazenamento cinético” (aumento de velocidade angular da turbina, dentro de limites) ou “desperdiçada”, normalmente através de controle de estol ou de passo. V_{max} é determinada pela mecânica do sistema. É a velocidade (normalmente entre 25 e 30 m/s) determinada com margem de segurança, acima da qual há possibilidade de danos ao sistema.

A quarta e última região é a de velocidades acima da máxima, para a qual há necessidade de intervenção (freio mecânico, reorientação da direção da hélice ou outros) para proteção mecânica do sistema.

2.4.6 Tipos de turbinas

As turbinas eólicas podem ser de eixo vertical ou horizontal.

2.4.6.1 Turbinas de eixo horizontal

As turbinas de eixo horizontal se compõem de **rotor**, onde são fixadas, de um lado, as pás da hélice e do outro, geralmente através de uma caixa multiplicadora, o gerador elétrico; **nacele**, que é o compartimento que abriga todo o mecanismo que fica para trás da hélice e **torre** que sustenta a nacele.

Este tipo de turbina necessita de um sistema de constante alinhamento da hélice com a direção do vento. Deve haver um controle específico para esta tarefa, com algum sensor de direção do vento e algum atuador, normalmente um servo-motor que gira a nacele.

A Figura 2.8 apresenta um esquema mostrando o interior da nacele de uma turbina de eixo horizontal.

Figura 2.8 – Interior de uma turbina de eixo horizontal. Fonte: www.ufpe.br.

A potência extraível deste tipo de turbina (a mais comum entre os modernos geradores eólicos) depende de uma série de fatores, como, por exemplo, a forma (aerofólio) da lâmina, seu comprimento e o total de seu torcimento (twist).

Para entender por que as lâminas da hélice da turbina são torcidas, considere-se que para um dado instante, a velocidade do vento é a mesma para todos os pontos da lâmina, do cubo à ponta, e o módulo da velocidade tangencial aumenta na direção da ponta. Assim, o ângulo de velocidade relativa (φ) progressivamente diminuirá na direção da ponta.

Ora, para um dado ângulo de passo (β), o ângulo de ataque (α) é o resultado da subtração ($\varphi - \beta$). Com β constante e φ variando, α varia, o que é indesejado quando se tem controle de passo. Para resolver o problema, compensa-se o ângulo φ , modificando-se o ângulo do vetor velocidade tangencial da lâmina, torcendo-a.

Quando o passo é fixo, usa-se, normalmente, também o torcimento da lâmina, só que em outro grau. Desta vez o objetivo é manter ainda ângulos de ataque distintos ao longo da lâmina para que eles entrem em estol em instantes distintos (controle de estol de excesso de energia) para que a turbulência gerada não seja tão dramática, o que poderia causar danos ao equipamento.

2.4.6.2 Turbinas de eixo vertical

As turbinas de eixo vertical têm como vantagem a possibilidade de se instalar os equipamentos elétricos (gerador, eletrônica, etc.) e mecânicos (caixa redutora, hidráulica, etc.) no solo, facilitando tanto a operação como a manutenção. Outra vantagem é a facilidade de funcionar com qualquer direção de vento, uma vez que o vento sopra na direção do plano de rotação de sua hélice.

As figuras 2.9 e 2.10 mostram fotos de turbinas de eixo vertical, tipo Darrieus, extraídas do site da UFPB, respectivamente com duas pás e três pás.

Figura 2.9 – Turbina tipo Darrieus de duas pás.

Figura 2.10 – Turbina tipo Darrieus de três pás.

Elas também apresentam desvantagens, como a impossibilidade de embandeiramento das pás, não permitindo o controle de passo (“pitch”), restando apenas o controle de estol para o “desperdício” da energia quando do fornecimento de potência nominal. Isto causa suscetibilidade a tensões mecânicas nas pás, que ocasionam torque pulsante e instabilidade dinâmica, o que obriga a se ter um sistema de controle muito rápido e robusto.

Outro grande problema, que chega a inviabilizar um projeto com turbinas de eixo vertical se o sistema a ser instalado for isolado (não conectado à rede elétrica), é a necessidade de partida, ou seja, ela necessita de motorização para aceleração até a velocidade na qual começa a gerar energia.

Isto se deve justamente ao fato de a turbina de eixo vertical funcionar com qualquer direção do vento. A princípio, seria lícito pensar que a turbina nunca poderia funcionar, já que o ângulo que a lâmina faz com a velocidade do vento (com a turbina parada) varia de 0^0 a 360^0 ao longo de uma rotação completa da turbina. Entretanto, quando a turbina está em movimento, entra em ação a velocidade relativa do vento e quando temos razão de velocidade com valor acima de 3 (para turbinas de 3 pás), as forças em ação normalmente já provém a turbina de torque [04].

2.4.7 A turbina eólica e o meio-ambiente

A geração eólica de energia é considerada “limpa” uma vez que não emite gases ou qualquer outro tipo de poluente ao meio ambiente.

Entretanto, as grandes “fazendas eólicas” como são chamadas as instalações que recebem vários geradores, um ao lado do outro, causam alguns tipos de impacto ambiental. Os principais são:

1) Ruído: Toda turbina eólica produz barulho, que provém tanto dos equipamentos elétricos e mecânicos (gerador, caixa de redução, etc.), como do silvo aerodinâmico propriamente dito. O primeiro é o normalmente dominante em turbinas com pás de até 20 m de comprimento [08]. O ruído aerodinâmico, por sua vez, depende também do tipo e controle da turbina (horizontal ou vertical, controle por estol ou passo, controle de velocidade, conexão direta do gerador à rede), do tipo e material das pás,

entre outros. Este ruído tende a ser mais evidente quando o vento é mais fraco, uma vez que o barulho natural de ventos fortes acaba mascarando o ruído produzido na turbina. Neste caso, com ventos fracos, o ruído diminui muito quando se diminui a rotação da turbina. As turbinas mais modernas, com sofisticados controles de velocidade e passo (“pitch”), conseguem reduzir significativamente o ruído, mas mesmo assim, dependendo da quantidade de turbinas na fazenda eólica, o barulho produzido pode ser um problema. Países que utilizam mais comumente a geração eólica já têm legislações que tratam do assunto, limitando o ruído máximo próximo a áreas residenciais. Por este motivo, na Europa, a distância mínima entre uma turbina eólica e uma área residencial é de cerca de 200 m [08].

2) Poluição visual: Grandes turbinas possuem hélices com dezenas de metros e podem ser vistas a dezenas de quilômetros de distância. É claro que qualquer instalação de geração de energia (térmica, nuclear, hidrelétrica) é, de qualquer forma, vista a quilômetros. Apesar disso, dependendo da região, a instalação de uma fazenda eólica pode ser indesejável.

3) Reflexos: Como as pás das turbinas normalmente são de metal, a luz do sol causa reflexos móveis indesejados caso haja região habitada próxima da fazenda eólica. Este problema é maior em locais de maiores latitudes, onde o ângulo de incidência dos raios solares é menor.

4) Morte de aves: Há relato de grande mortandade de aves em Tarifa, próximo ao estreito de Gibraltar na Espanha, quando do impacto delas, em rota migratória, com turbinas de uma fazenda eólica [08]. É recomendável que haja o cuidado de não se instalar fazendas eólicas em rotas migratórias de aves.

2.5 Exemplos de dimensionamento de turbina eólica

Exemplos ilustrativos do dimensionamento básico da turbina eólica facilitam a compreensão do efeito das principais grandezas nele envolvidas.

2.5.1 Turbina de 2 MVA.

Com o objetivo de avaliar o impacto da velocidade nominal do vento no dimensionamento da turbina, imagine-se um caso hipotético de turbina de 2 MVA, para a qual, por outros critérios, os valores que seguem já foram estabelecidos:

Velocidade média do vento no sítio: $V_{\text{média}} = 7 \text{ m/s}$.

Velocidade nominal do vento de geração: $V_{\text{Nom}} = 12 \text{ m/s}$.

Densidade do ar no sítio, para 25°C e altitude de 1000 m acima do nível do mar: $\rho = 1,074 \text{ kg/m}^3$.

Rendimento da turbina: $\eta_{\text{Turbina}} = 0,6$.

Rendimento do redutor: $\eta_{\text{Redutor}} = 0,85$.

Rendimento elétrico, para máquina e conversor: $\eta_{\text{Elétrico}} = 0,8$.

Esses valores permitem a determinação do valor de $C_{P \text{ Max}}$ e, em seguida, do rendimento total do sistema eólico.

$$C_{P \text{ Max}} = C_{P \text{ Betz}} \times \eta_{\text{Turbina}} = 16/27 \times 0,6 = 0,355.$$

$$\eta_{\text{Total}} = C_{P \text{ Max}} \times \eta_{\text{Redutor}} \times \eta_{\text{Elétrico}}$$

$$\eta_{\text{Total}} = 0,241.$$

Com estes valores e empregando a equação 2.1, vem:

$$2000000 = \frac{1}{2} \times 0,241 \times \Pi \times R^2 \times 1,074 \times 12^3.$$

Assim:

$R = 53 \text{ m}$. Portanto, o diâmetro da hélice será $D = 106 \text{ m}$.

Adotando agora para velocidade nominal (do vento) de geração o valor $V_{\text{Nom}} = 15 \text{ m/s}$ e empregando a mesma metodologia, chega-se a outra turbina cujo raio e diâmetro da hélice valem, respectivamente $R = 38 \text{ m}$ e $D = 76 \text{ m}$.

É fácil ver a grande influência da escolha da velocidade nominal (do vento) de geração. Para uma turbina de potência nominal de 2 MVA, com os demais equipamentos dimensionados para a extração desta potência, é necessário instalar uma hélice de diâmetro 106 m quando a velocidade nominal de geração é 12 m/s. Com velocidade nominal de geração de 15 m/s, é possível obter a mesma potência com hélice de diâmetro de 76 m (30 m menor).

No dimensionamento, deve ser tomado o cuidado de atrelar a escolha da velocidade nominal de geração à velocidade média do vento do sítio eólico (neste exemplo 7,0 m/s) e principalmente à sua curva de frequências de velocidades.

À primeira vista, parece ser mais vantajosa a escolha da velocidade de 15 m/s que resulta em hélice e torre de menores tamanhos na turbina. Mas, com ventos médios de 7,0 m/s, qual seria a porcentagem de tempo que permitiria geração nominal de energia? Certamente a escolha da velocidade nominal de 12 m/s permite porcentagem de tempo maior de geração de potência nominal. Esse compromisso deve ser adotado em fase de projeto.

2.5.2 Dimensionamento das turbinas do exemplo citado no item 2.4.3.1

O exemplo tratado no item 2.4.3.1 permite observar, através de análise de sensibilidade, o impacto da velocidade nominal do vento adotada, sobre a potência extraível da turbina.

Com este objetivo, retomou-se o caso hipotético de vento com $V = 0$ m/s durante metade do tempo e $V = 20$ m/s durante a outra metade. Neste caso, para melhor rendimento, o valor adotado para a velocidade nominal do vento deve ser $V_{\text{Nom}} = 20$ m/s. Escolhendo turbina com raio de 20 m e considerando os mesmos valores já adotados no item 2.5.1 para as demais grandezas, tem-se:

$$P = \frac{1}{2} \times 0,241 \times \Pi \times 20^2 \times 1,074 \times 20^3.$$

$$P = 1,30 \text{ MVA}.$$

Admitindo agora que a velocidade do vento no sítio seja constante em $V = 10$ m/s, o valor $V_{\text{Nom}} = 10$ m/s deve ser adotado.

Para o mesmo raio de hélice da turbina ($R = 20$ m), resulta, empregando a mesma metodologia, a potência extraível de

$$P = 0,16 \text{ MVA}.$$

Ou seja, para turbina de mesmo raio de hélice, é possível extrair apenas 1/8 da potência elétrica da turbina anteriormente dimensionada, embora seja possível, neste exemplo, extrair energia durante o dobro do tempo.

Esses exemplos refletem a importância da definição da velocidade nominal do vento e do raio das hélices da turbina na especificação da potência nominal dos demais equipamentos como torre, turbina, redutor, gerador elétrico e conversores.

Assim, na especificação do gerador, devem ser adotados compromissos entre as variáveis como velocidade média anual, curva de frequências de distribuição de velocidades do vento, fator de capacidade esperado, potência nominal total pretendida na fazenda eólica, potência nominal de cada unidade geradora.

Capítulo 3

A GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA EÓLICA

3.1 A transmissão da energia mecânica ao eixo do gerador elétrico

O primeiro estágio para que seja possível a geração de energia elétrica pela turbina eólica é que haja transmissão do torque do rotor da turbina ao gerador elétrico.

Basicamente este trabalho é feito por uma caixa de redução, uma vez que a rotação do gerador (normalmente de 2 a 10 pólos) é bem superior à rotação mecanicamente possível para o rotor da turbina.

Um exemplo de cálculo de relação de redução é apresentado no capítulo 5 (item 5.2), para reforçar a importância da escolha do valor de redução, principalmente para turbinas que trabalham com rotação variável.

3.2 O gerador assíncrono com rotor de anéis duplamente excitado

As Máquinas Elétricas Rotativas podem ser usadas como motor ou gerador. Cada uma tem, porém, qualidades intrínsecas que, dependendo da aplicação, sugerem seu uso mais freqüente para um ou outro caso.

As Máquinas Síncronas são normalmente usadas como geradores pela característica de produzir tensões com freqüência fixa (dada rotação fixa), independentemente da carga. O controle da amplitude da tensão gerada é também bem simples nestas máquinas, estando elas conectadas ou não à rede elétrica.

As Máquinas Assíncronas por sua vez, face à sua robustez, construção simples (principalmente as máquinas com rotor em gaiola de esquilo), baixo custo, ampla disponibilidade e alta relação potência-peso (W/Kg) [06], são normalmente

utilizadas como motores. Quando, porém, empregadas na função de geradores de energia elétrica, demandam o emprego de um apurado controle para que, mesmo com rotação variável imposta ao eixo, possam manter frequência e tensão estabilizadas. Além disso, para produzirem potência ativa, consomem potência reativa indutiva.

Para a otimização da potência de geração, a turbina usada para a captação da energia eólica, que gira o eixo do gerador elétrico a ela acoplado, deve trabalhar com rotação variável dependente da velocidade e direção do vento.

Este fato, de plano, desencoraja o emprego da Máquina Síncrona como o gerador elétrico de uma turbina eólica, uma vez que não se pode contar com rotação fixa no eixo do gerador.

A utilização de máquina de corrente contínua (MCC) também é normalmente descartada para este tipo de aplicação, visto que não há estudos modernos relevantes para geração de energia elétrica eólica a partir deste tipo de máquina, que além de serem mais caras e terem maior custo de manutenção que as de corrente alternada, apresentam a característica técnica indesejável de produzir tensão de geração proporcional à rotação da máquina.

Uma ótima solução para o problema, atualmente empregada, consiste na utilização de gerador assíncrono de indução com rotor bobinado de anéis, duplamente excitado, conectado via rotor a dois conversores estáticos em ligação “back-to-back” com circuito de tensão CC intermediário. Para viabilizar esse arranjo, é necessário o emprego de eletrônica convencional e de potência. Este assunto será abordado nos próximos itens.

3.2.1 A máquina

A máquina trifásica assíncrona de indução com rotor bobinado, duplamente excitada, possui, além do enrolamento trifásico do estator, enrolamento trifásico no rotor e anéis coletores no eixo para “acesso” ao enrolamento através de escovas de carbono. Essa máquina é dita duplamente excitada por ser alimentada simultaneamente pelo estator e pelo rotor.

É mais complexa que a máquina assíncrona com rotor em gaiola de esquilo e, portanto, mais cara, requerendo ainda maior manutenção. Apesar disso, é empregada pela vantagem econômica que adquire quando se pensa no custo total da instalação, ou seja, no custo do conjunto máquina-conversor.

A máquina assíncrona com rotor em gaiola de esquilo necessita de conversor para o estator, ou seja, esse equipamento deve ser dimensionado para potência nominal [33], o que permite maior flexibilidade, porém implica em maior custo. Já a máquina de rotor bobinado em anéis, por usar o conversor no rotor, restringe a faixa de atuação do sistema para rotações do eixo entre 30 a 40% acima e abaixo da rotação síncrona (n_s). A potência do conversor empregado é, porém, de cerca de 30 a 40% da potência nominal da máquina [05].

No capítulo 4 mais detalhes dos custos envolvidos serão apresentados.

Estudos de transitórios nas máquinas assíncronas empregam usualmente as equações de Park [26], com variáveis expressas no sistema d,q,0, equacionadas em relação aos eixos de referência direto e em quadratura (**d-q**) ortogonais e rotativos na velocidade do estator (síncrona). Com o eixo “**d**” adotado coincidente com o eixo da fase “**a**” do estator em $t = 0$, as equações de fluxos, tensões, potências e conjugado são as apresentadas de 3.1 a 3.13.

$$\lambda_{ds} = L_s i_{ds} + L_0 i_{dr} \quad (3.1)$$

$$\lambda_{qs} = L_s i_{qs} + L_0 i_{qr} \quad (3.2)$$

$$\lambda_{dr} = L_r i_{dr} + L_0 i_{ds} \quad (3.3)$$

$$\lambda_{qr} = L_r i_{qr} + L_0 i_{qs} \quad (3.4)$$

$$v_{ds} = R_s i_{ds} + (d/dt) \lambda_{ds} - \omega_1 \lambda_{qs} \quad (3.5)$$

$$v_{qs} = R_s i_{qs} + (d/dt) \lambda_{qs} + \omega_1 \lambda_{ds} \quad (3.6)$$

$$v_{dr} = R_r i_{dr} + (d/dt) \lambda_{dr} - \omega_2 \lambda_{qr} \quad (3.7)$$

$$v_{qr} = R_r i_{qr} + (d/dt) \lambda_{qr} + \omega_2 \lambda_{dr} \quad (3.8)$$

$$P_s = 3/2 (v_{ds} i_{ds} + v_{qs} i_{qs}) \quad (3.9)$$

$$P_r = 3/2 (v_{dr} i_{dr} + v_{qr} i_{qr}) \quad (3.10)$$

$$Q_s = 3/2 (v_{ds} i_{qs} - v_{qs} i_{ds}) \quad (3.11)$$

$$Q_r = 3/2 (v_{dr} i_{qr} - v_{qr} i_{dr}) \quad (3.12)$$

$$T = 3/2 p (\lambda_{qr} i_{dr} - \lambda_{dr} i_{qr}) \quad (3.13)$$

Nessas equações, λ , L , i , v , R , ω , P , Q , T , p são, respectivamente, o fluxo concatenado com o enrolamento, a indutância por fase, a corrente no enrolamento, a tensão de fase, a resistência por fase, a velocidade angular, a potência ativa, a potência reativa, o torque desenvolvido e o número de pares de pólos da máquina. Os índices d, q, s, r são, respectivamente, relativos ao eixo direto, ao de quadratura, ao estator e ao rotor. L_0 é a indutância mútua. ω_1 é a velocidade angular do estator ou síncrona e ω_2 a velocidade angular de escorregamento, ou seja, é a velocidade angular sob a qual o rotor “vê” os eixos d-q (que estão girando em velocidade síncrona) se afastarem. Assim,

$$\omega_1 = \omega_2 + \omega_3 \text{ (rad/s)} \quad (3.14)$$

Onde ω_3 é a velocidade angular do rotor.

Definindo o escorregamento (em p.u.) como $s = (\omega_1 - \omega_3) / \omega_1$, tem-se:

$$\omega_2 = s \omega_1 \quad (3.15)$$

$$\omega_3 = (1 - s) \omega_1 \quad (3.16)$$

Considerando essas equações e que, em regime permanente, ω_2 , λ_{ds} , λ_{dr} , λ_{qs} e λ_{qr} são constantes, chega-se ao circuito equivalente da máquina mostrado na Figura 3.1, na qual $x_s = \omega_1 (L_s - L_0)$; $x_r = \omega_1 (L_r - L_0)$ e $x_e = \omega_1 L_0$, são, respectivamente, as reatâncias de dispersão do estator, do rotor e a reatância de magnetização.

$$X_s = \omega_1 (L_s - L_0) \rightarrow \text{Reatância de dispersão do estator}$$

$$X_r = \omega_1 (L_r - L_0) \rightarrow \text{Reatância de dispersão do rotor}$$

$$X_e = \omega_1 L_0 \rightarrow \text{Reatância de magnetização}$$

Figura 3.1 – Circuito equivalente da máquina assíncrona para regime permanente.

3.2.2 A cascata subsíncrona

A cascata subsíncrona empregada no estudo é a tipo Scherbius [32] com dois conversores alimentados por tensão e controlados por corrente, conectados “back-to-back” no circuito do rotor, conforme esquema mostrado na Figura 3.2.

Com este arranjo é possível a operação do gerador em velocidade supersíncrona, sub-síncrona e mesmo síncrona (neste caso com injeção de corrente contínua no rotor). Possibilita ainda baixa distorção harmônica nas correntes de estator e rotor graças às chaves comutadoras de alta velocidade e ao PWM e, finalmente, controle independente de torque e excitação da máquina através do controle vetorial do inversor do lado do rotor e o controle do fator de potência da energia gerada através do controle do inversor do lado do fornecimento, o que torna o sistema totalmente adequado ao propósito de geração de energia elétrica de ótima qualidade a partir de uma turbina eólica.

Figura 3.2 – Esquema da cascata subsíncrona proposta para geração de energia elétrica eólica.

Alimentando o rotor com corrente alternada, a máquina se comportará como uma máquina síncrona, apesar da variação da velocidade angular do eixo.

Evidentemente, essa tensão (corrente) de alimentação deve ter frequência variável de forma a compensar a variação de velocidade angular do eixo, impondo que a soma das duas frequências (frequência elétrica da corrente de excitação do rotor (f_2) + frequência mecânica de rotação do eixo do rotor (f_3), da equação 3.17) seja constante, no valor desejado (frequência “síncrona” desejada do estator (f_1)). Assim,

$$f_1 = f_2 + f_3 = \text{constante} = \text{Frequência da Rede (Hz)} \quad (3.17)$$

Sendo “ n ” a rotação (rpm) e “ p ” o número de pares de pólos da máquina, obtém-se $n = (60 f_3)/p$, ou $f_3 = p.n / 60$, para as redes de 60 Hz.

Observe-se que se $f_2 = 0$, ou seja, se corrente contínua for injetada no rotor, a máquina se comporta como a síncrona tradicional. Desse modo, “ f_2 ” é a frequência de escorregamento do rotor.

3.2.3 O gerador em velocidade sub-síncrona e super-síncrona

A potência mecânica transferida pela turbina eólica se transforma na potência elétrica gerada pelo estator, que ainda fornece a potência do rotor, ou seja:

$$P_{mec} = P_s - P_r \quad (3.18)$$

$$P_{mec} = \omega_3 T = (1 - s) \omega_1 T \quad (3.19)$$

$$P_s = \omega_1 T \quad (3.20)$$

$$P_r = P_s - P_{mec} = s \omega_1 T = s P_s \quad (3.21)$$

A máquina estará em rotação síncrona quando $f_2 = 0$, ou seja, quando $s = 0$.

Para velocidades abaixo da síncrona ($0 < s < 1$), parte da energia é retirada do estator para ser fornecida ao rotor. Neste caso, $P_{mec} < P_s$; $P_r > 0$ e $\omega_3 < \omega_1$. A máquina nesta situação estará em velocidade sub-síncrona.

Para velocidades acima da síncrona ($s < 0$), a menos das perdas, a energia do rotor é fornecida à rede (ou à carga, se for um sistema isolado). Neste caso, $P_{mec} > P_s$; $P_r < 0$ e $\omega_3 > \omega_1$. A máquina nesta situação estará em velocidade super-síncrona. As Figuras 3.3.1 e 3.3.2 mostram estas situações.

Figura 3.3.1 – (a) máquina em velocidade sub-síncrona e (b) em velocidade super-síncrona.

Figura 3.3.2 – máquina em velocidade sub-síncrona e em velocidade super-síncrona.

É importante observar na equação 3.21 que a potência do rotor é “s” vezes a potência do estator, ou seja, limitando a excursão do escorregamento, consegue-se automaticamente limitar a potência que passa pelo rotor.

Por exemplo, com um conversor 4 quadrantes, que permita fluxo de potência em ambos sentidos, com 30% da potência nominal do estator, tem-se, teoricamente, possibilidade de excursionar com “s” (escorregamento) e, portanto, com “n” (rotação da máquina) de $0,7 n_s$ (velocidade sub-síncrona e fluxo de potência em uma direção) até $1,3 n_s$ (velocidade super-síncrona e fluxo de potência na outra direção).

A máquina elétrica deve ser dimensionada para a situação mais crítica que corresponde à rotação mínima, associada a menor ventilação (menor rotação do eixo) e a maior potência passando pelo conversor ao rotor.

Para pequenas potências é economicamente aceitável um pequeno sobre-dimensionamento da máquina. Porém, para grandes potências, outras soluções precisam ser adotadas.

Uma das soluções é a apresentada pela empresa dinamarquesa Vestas, uma das pioneiras fabricantes de geradores eólicos, líder em tecnologia, que utiliza para geradores com potência a partir de 850 kW, a tecnologia chamada “OptiSpeed™”. Trata-se de um gerador com rotor em anéis, alimentado por cascata sub-síncrona através de um conversor 4 quadrantes (dois conversores alimentados por tensão e controlados por corrente, conectados em arranjo “bact-to-back” entre o rotor e a rede). O gerador oferecido nesta tecnologia tem estator com conexão estrela-triângulo. Ele parte, entra em operação e chega próximo da velocidade nominal com conexão estrela, o que faz

com que a corrente estatórica seja $1/3$ da nominal. Próximo à velocidade nominal, com potência em cerca de 40% da nominal, o gerador é chaveado para conexão triângulo, para que possa desenvolver sua potência até a nominal.

Desta forma, com velocidade próxima à nominal (já acima da síncrona), a corrente do rotor (que acompanha a do estator) estará bem abaixo da nominal, preservando o rotor de sobre-aquecimento.

Para melhor entendimento dos critérios de operação e projeto do gerador eólico em função das velocidades do vento esperadas para o local de sua implantação, considere-se, como exemplo, uma máquina com valores nominais $f = 60$ Hz, 4 pólos ($p=2$), portanto com $n_s = 1800$ rpm. Imagine-se que a faixa de variação de rotação propiciada pela cascata subsíncrona seja -30% a $+30\%$ da rotação síncrona, isto é, a rotação da máquina varia livremente de $0,7 n_s$ (1260 rpm) a $1,3 n_s$ (2340 rpm).

Utilizando as mesmas velocidades de vento descritas na Figura 2.7, ou seja, $V_{\min} = 4,0$ m/s; $V_{\text{nom}} = 12,0$ m/s e $V_{\max} = 25,0$ m/s, tem-se: Para $V = 4,0$ m/s, $n = 1260$ rpm. Para $V = 12,0$ m/s, $n = 2160$ rpm, que é igual a $1,2 n_s$. Para esta rotação, tem-se $P = 1,0$ p.u., escolhendo “ n_{nom} ” = $1,2 n_s$. Desta forma garante-se uma “faixa de segurança” de rotação entre 2160 rpm e 2340 rpm, usada para vários fins, como evitar desperdício de energia contido nas rajadas de vento, através de armazenamento cinético rotacional de energia, ou seja, aumento de rotação temporário, que gera energia extra quando a velocidade do vento diminui e a rotação da máquina baixa. Caso o aumento de velocidade do vento seja constante e não uma simples rajada de vento, o controle de “pitch” deve atuar embandeirando as pás da turbina de forma que a energia extra seja convenientemente “desperdiçada”. Já que o controle de “pitch” é mecânico e como tal, bem mais lento que o controle elétrico, este é mais um motivo para a “faixa de segurança de rotação”.

No exemplo, a máquina gira a maior parte do tempo entre 1260 e 2160 (região 2 de velocidade de vento). Com V entre 12 m/s e 25 m/s, as rotações variam entre 2160 e 2340 rpm. Assim que velocidade angular aumenta, o controle de “pitch” atua fazendo com que a velocidade angular volte a cair. Portanto, o fornecimento de potência nominal do gerador é previsto para a região super-síncrona.

A Figura 3.4 mostra todas estas faixas de potência, rotação e velocidade do vento.

Figura 3.4 – Gráfico Potência x Velocidade do Vento e Rotação da Máquina.

3.3 O conversor estático duplo

O conversor utilizado nesta aplicação é formado por duas pontes trifásicas de 6 pulsos com pastilhas semicondutoras de alta velocidade de chaveamento e um capacitor no circuito intermediário, possibilitando a bi-direcionalidade do fluxo de potência no rotor para que a máquina possa atuar nas velocidades sub-síncronas, síncrona e super-síncronas.

Para melhor entender o funcionamento do conversor, alguns conceitos associados ao seu controle e operação merecem ser apresentados.

3.3.1 Controle vetorial

Há poucos anos atrás, pensar no acionamento de Máquina Elétrica que tivesse rápida resposta ao controle de torque, principalmente nos transitórios, implicava em associação imediata à Máquina de Corrente Contínua, que, por sua característica construtiva, apresenta capacidade de manter fluxo de excitação e corrente de armadura defasados no espaço, de 90^0 , situação que propicia máximo torque.

O fluxo da máquina, que não depende da corrente de armadura, é diretamente proporcional (dentro da faixa de não saturação) à corrente de excitação, que normalmente é mantida em seu valor nominal, ou dependendo da aplicação, varia de forma controlada e suave.

O torque por sua vez, é proporcional ao produto vetorial do fluxo pela corrente de armadura. Como essas variáveis são espacialmente ortogonais, a multiplicação se torna escalar e o torque produzido é máximo, transferindo ao acionamento características de preciso controle de velocidade, mesmo durante variação de carga; rápido controle de aceleração e desaceleração e grande estabilidade do sistema.

A técnica conhecida como **“Controle Vetorial”** é a forma utilizada para se conseguir que o acionamento de Máquina de Corrente Alternada se comporte como se fosse de Máquina de Corrente Contínua.

Nas Máquinas CA, o fluxo é rotativo e dependente da frequência, da corrente e tensão do estator, exigindo um novo referencial para que o fluxo se torne “fixo” como na máquina CC, sendo para isso necessário que a posição instantânea do **“Vetor Fluxo da Máquina”** seja determinada.

Alinhando o eixo direto “d” do referencial d-q (eixo direto “d” – eixo em quadratura “q”) rotativo e ortogonal, como descrito no item 3.2.1, com o “vetor fluxo da máquina” e determinando a corrente de estator (e para a máquina CA duplamente excitada também a corrente do rotor) neste referencial, atinge-se aquele objetivo.

Neste caso, aplicam-se as equações do item 3.2.1, com algumas simplificações, como, por exemplo, as que resultam do alinhamento do eixo “d” com o fluxo do estator [14], [15], [28], [32], a saber:

$$\lambda_{qs} = 0 \quad (3.22)$$

O ângulo θ_1 é o formado entre os eixos “e” e “s”. Sua medida é instantânea, uma vez que os eixos “e” estão girando e os “s” estão parados. Já o ângulo θ_3 é o formado entre os eixos “r” (girantes) e “s” (estacionários). O ângulo θ_2 é o formado entre os eixos “e” e “r”. Se o eixo do rotor estiver girando ns velocidade síncrona, este ângulo será constante e, portanto, sua derivada (ω_2) será zero. Nessas condições, ω_1 , ω_2 e ω_3 são respectivamente as derivadas dos ângulos θ_1 , θ_2 , θ_3 .

O ângulo γ é o compreendido entre o “vetor corrente do rotor” e o eixo “e”, num dado instante de tempo. Este vetor é de grande interesse para o controle da máquina.

O ângulo μ é aquele entre o “vetor tensão do estator” e o eixo “s” estacionário, num dado instante de tempo. Este vetor é igualmente de grande interesse para o controle da máquina, como será analisado nos próximos itens.

3.3.2 A modulação em largura de pulsos (Pulse Width Modulation - PWM)

A Figura 3.6 mostra o esquema simplificado do inversor trifásico que pode ser utilizado para geração de energia elétrica eólica. Para sua implementação é necessário que as tensões de referência $v_r(t)$, $v_s(t)$, $v_t(t)$, sejam defasadas entre si em 120° .

Figura 3.6 – Circuito inversor trifásico com chaves complementares e comparador de referência senoidal trifásica equilibrada com portadora triangular.

A Figura 3.7 mostra o espectro característico de harmônicas geradas pelo PWM triangular trifásico, onde ω ($2 \pi f$) se refere à frequência de referência, ou seja, a frequência fundamental desejada na saída, normalmente 50 ou 60 Hz e ω_s ($= 2 \pi f_s$) é a frequência de chaveamento das chaves CH 1_r, CH 2_r, CH 1_s, CH 2_s, CH 1_t, CH 2_t.

Figura 3.7 – Espectro da tensão de saída $v_r(t)$ gerada por um circuito trifásico PWM triangular.

É possível observar na Figura 3.7 que quanto maior a frequência de chaveamento, menor será a influência de harmônicos na saída do conversor.

Além da vantagem econômica, observa-se a vantagem técnica da utilização do conversor no rotor (máquina de anéis) e não no estator (máquina com rotor em gaiola), associada ao seu menor tamanho, com menor injeção de harmônicos para a rede (ou carga), já que a corrente que passa pelo conversor é a de rotor, que é uma fração da corrente nominal da máquina.

3.3.2.1 A chave semicondutora

As chaves vistas como ideais no item anterior são, na verdade, implementadas por chaves semicondutoras. Devem ser bidirecionais permitindo

circulação de corrente em ambos sentidos, normalmente através de dois dispositivos principais de potência em associação anti-paralela.

Os dispositivos semicondutores de potência têm sofrido rápido desenvolvimento nos últimos anos, sendo hoje amplamente utilizado em conversores PWM, tanto para aplicações em Baixa Tensão como para Média Tensão, o IGBT - Insulated Gate Bipolar Transistor (que pode ser traduzido para o português como “Transistor Bipolar de Gatilho Separado”), que propicia menores custos, peso e volume dos conversores. É um dispositivo que apresenta alta velocidade de chaveamento e baixas perdas de condução e chaveamento. Permite ainda o paralelismo entre várias chaves, de forma a obter alta capacidade de condução de corrente. Outra vantagem do IGBT é sair facilmente de saturação a altas correntes, simplificando assim a proteção de curto circuito. Comercialmente, é disponível em cápsulas de cerâmica e embalagens de plástico. A frequência típica de chaveamento (f_s) do IGBT está na faixa de 1 a 3 kHz.

Atualmente, em Baixa Tensão, os conversores são limitados normalmente em 600 V (para tensão) e 2 MVA (para potência), apresentando baixo nível de ruído, controle estável de torque/velocidade sobre alto range de velocidade e excelente resposta dinâmica.

3.3.3 O dimensionamento dos conversores

Os dois conversores do aerogerador (lado do rotor e lado do estator) são idênticos, pois a potência do rotor flui por ambos, em um ou outro sentido dependente da velocidade, se sub ou super-síncrona. Quanto ao seu dimensionamento, ele depende da faixa de variação da velocidade do gerador. Quanto maior a faixa de variação de velocidade, acima e abaixo da síncrona, tanto mais a potência nominal do rotor se torna próxima da potência nominal do estator [32].

A grande vantagem do sistema Scherbius, em relação a um sistema com gerador de rotor em gaiola de esquilo, é justamente haver a possibilidade da excursão da velocidade dentro de valores suficientes para ótimo controle e rendimento do conjunto, mantendo o custo do conversor reduzido, uma vez que para velocidades de 0,7 a 1,3 n_s

(70% a 130% da rotação síncrona) é suficiente um conversor com cerca de 1/3 da potência nominal do estator.

A indústria tem demonstrado que esta faixa de excursão de velocidade é a que produz a melhor relação custo / benefício.

Para potências a partir da ordem de dezenas de kW, esse fato implica em grande vantagem econômica, como se verá no Capítulo 4.

3.3.4 O sistema de controle

O sistema de controle do conversor é a alma do gerador eólico. Dele dependem o rendimento do sistema através do aproveitamento dos ventos, a qualidade da tensão gerada (módulo, frequência, estabilidade), o nível de injeção de harmônicos, o fator de potência da energia gerada.

O sistema de controle estruturado na técnica de controle vetorial pode ser considerado o que há de mais moderno, não só na indústria como também na área de pesquisa científica de geração eólica, propiciando rápida resposta à variação de velocidade, rápida resposta à variação de torque, controle sobre a magnitude do fluxo e controle sobre as potências ativa e reativa geradas, portanto, sobre o fator de potência do sistema.

Como visto no capítulo 2, o gerador eólico está a maior parte do tempo gerando energia elétrica na região de potência (P) proporcional ao cubo da velocidade do vento. Nesta região, o sistema de controle deve buscar sempre o melhor rendimento do conjunto para que seja extraído cada Watt extra do sistema.

Nesta região, o controle de passo mantém o melhor ângulo de ataque das pás da hélice ao vento e o controle de velocidade busca a melhor rotação do eixo da turbina, dependente da velocidade do vento.

Os próximos itens esclarecem como atingir esse objetivo, em arranjo com dois conversores ligados ao rotor. No item 3.4 serão apresentadas outras propostas de controle, com foco no sistema que emprega duas máquinas com rotor de anéis em cascata [29], [30].

3.3.4.1 O conversor do lado do rotor

O sistema de controle do conversor do lado do rotor tem como finalidade a busca do ângulo de orientação (sistema isolado) e/ou do controle do torque da máquina (gerador acoplado a sistema elétrico).

A orientação proposta [28], [31], [32] para esta finalidade consiste em alinhar o eixo d da referência d-q ortogonal que gira na velocidade síncrona, com o fluxo do estator, através da determinação do valor instantâneo do ângulo θ_1 .

Para um sistema conectado à rede (barramento infinito), esta implementação é mais simples. Medindo-se i_{as} , i_{bs} , i_{cs} e v_{as} , v_{bs} , v_{cs} , respectivamente as correntes e tensões de fase do estator e operando nessas variáveis a “transformação de 3 para 2” [26] (eixos “s” d-q), obtém-se i_{ds}^s , i_{qs}^s , v_{ds}^s e v_{qs}^s .

A partir da equação de tensão do estator nos eixos estacionários “s”, $v_s = R_s i_s + d/dt (\lambda_s)$, pode-se obter as equações de fluxo concatenado com o estator, em relação aos eixos d-q, isto é:

$$\lambda_{qs}^s = \int (v_{qs}^s - R_s i_{qs}^s) dt$$

$$\lambda_{ds}^s = \int (v_{ds}^s - R_s i_{ds}^s) dt$$

O ângulo instantâneo do vetor tensão do estator é então facilmente obtido, fazendo $\theta_1 = \arctg (\lambda_{qs}^s / \lambda_{ds}^s)$, o que permite calcular, nos eixos “e”, $\lambda_s = \lambda_{ds}$ e $i_{ms} = \lambda_{ds} / L_0$.

O cálculo do torque elétrico do gerador vem em seguida, aplicando-se a equação (3.24) na (3.3), a (3.26) na (3.4) e o resultado na (3.13), que levam a:

$$T_e = - \frac{3}{2} p L_0^2 / L_s i_{ms} i_{qr} \quad (3.27)$$

Ou ainda, lembrando de (3.23): $T_e = - \frac{3}{2} p L_0 / L_s \lambda_s i_{qr}$.

Fica evidente que o torque elétrico pode ser controlado por i_{qr} , já que na conexão à rede, é razoável considerar $i_{ms} = \text{constante}$.

Desta forma, o controle de torque (rotação) da turbina se torna similar ao controle de uma máquina de corrente contínua (MCC), objetivo do Controle Vetorial.

Assim, i_{qr}^* (adotando o sobrescrito $*$ como sendo o valor desejado ou de referência) é o erro da saída da malha de velocidade, que tem ω_3 (e/ou θ_3) medido por um “encoder” ou até mesmo calculado [28], [34] e ω_3^* a velocidade angular ótima desejada para que se tenha máximo rendimento de potência em função da velocidade do vento (razão de velocidade ou Tip Speed Ratio) e do ângulo “ β ” de ataque das lâminas da turbina (“pitch”).

Com ω_3 e ω_1 , calcula-se $\omega_2 = \omega_1 - \omega_3$, que leva à frequência associada ao escorregamento que o conversor do lado do rotor usará para a alimentação.

Para fechamento das malhas de corrente, são necessários ainda os valores medidos de i_{dr} e i_{qr} . Para isso, basta medir as correntes i_{ra} , i_{rb} , i_{rc} dos eixos “r”, transformando-as para os eixos d-q, considerando a defasagem do ângulo θ_2 .

Como o conversor é fonte de tensão, devem ainda ser determinados quais os valores a serem adotados como referência para que se garanta as correntes necessárias.

Das equações (3.1) a (3.4) e (3.7) e (3.8), vem:

$$v_{dr}^* = R_r i_{dr} - \omega_2 (L_r - L_0^2/L_s) i_{qr} \quad (3.28)$$

$$v_{qr}^* = R_r i_{qr} + \omega_2 (L_r - L_0^2/L_s) i_{dr} + \omega_2 L_0^2/L_s i_{ms} \quad (3.29)$$

Dessas equações, pode-se observar que existe, no segundo termo de ambas, um acoplamento cruzado entre os eixos d e q. Este termo não é muito significativo, principalmente em baixo escorregamento. No item 3.4 será mostrado que para o arranjo com duas máquinas com rotor de anéis em cascata, o acoplamento cruzado é bem mais significativo.

A corrente de excitação i_{dr} neste caso (conexão à rede), pode ser forçada a zero, quando se assume que toda potência reativa é fornecida pelo estator.

Na Figura 3.8, apresenta-se um diagrama de blocos de uma possível implementação do controle vetorial para este tipo de solução.

Figura 3.8 Estrutura do controle Vetorial para o conversor do lado do rotor.

Na figura são destacadas em vermelho as alterações introduzidas para o caso de o gerador eólico alimentar uma carga isolada, caso no qual a corrente de excitação não deriva da rede, mas deve ser fornecida pelo rotor da máquina, exigindo que seja implementado um regulador de i_{ms} . Assim, i_{ms}^* deve ser adequadamente escolhido para garantir a excitação necessária. Nesse caso, i_{qr} não controla mais o torque, mas será encarregado de garantir a correta orientação do sistema. Como a equação 3.25 só é válida se $\lambda_{qs} = 0$, este é o objetivo a ser perseguido.

Medindo i_{as} , i_{bs} e i_{cs} e operando a transformação abc-dq, considerando ainda o ângulo θ_1 , obtém-se i_{qs} , que permite calcular a corrente de referência i_{qr}^* .

Por este motivo, o ângulo θ_1 não pode ser calculado, devendo ser gerado por software a partir da integral da velocidade angular de referência (frequência desejada para o estator) ω_1^* .

No caso de carga isolada, o sistema se completa [31] com o controle de carga auxiliar (não mostrado na Figura 3.8), que consome o eventual excedente de

potência gerada, ou seja, a diferença entre a potência ativa otimizada gerada e o momentâneo consumo da carga principal, isto é, $P_{\text{carga auxiliar}} = P_{\text{ótima}} - P_{\text{carga principal}}$.

É justamente este sistema de controle que busca a ótima velocidade angular da turbina, para otimização da potência gerada. Dados a rotação e o consumo atual da carga principal, haverá geração de torque para acelerar ou desacelerar a máquina até o ponto ideal calculado pelo “controle de otimização da potência gerada”.

$$T_{\text{el acel}} = (P_{\text{ótima}} - P_{\text{carga principal}}) / \omega_3.$$

Em [31], o autor sugere que esta carga auxiliar alimente um carregador de baterias ou um sistema de irrigação ou ainda bombas em velocidade variável.

3.3.4.2 O conversor do lado do estator ou do fornecimento (rede ou carga)

O controle deste conversor tem basicamente duas funções:

- 1) Manter a tensão V_{cc} do capacitor intermediário constante
- 2) Controlar a defasagem entre corrente e tensão do conversor

Com esses objetivos, a melhor referência a adotar [31], [32] consiste em alinhar o eixo “d” do referencial d-q rotativo e ortogonal “e” com o “vetor tensão do estator”.

É importante salientar que o referencial d-q de excitação (sobrescrito “e”) aqui proposto está 90° avançado em relação ao da Figura 3.5, isto é, a reta que na Figura 3.5 é o eixo “q^e”, passa a ser, nesta situação, o eixo “d^e”. Desta maneira, o vetor mostrado na Figura 3.5 como sendo v_{qs} , passa a ser v_{ds} .

Assim, $v_{qs} = 0$ e, portanto, $v_s = v_{ds} = \text{constante}$, uma vez que o objetivo é o fornecimento de tensão com módulo e frequência constantes.

Como os eixos d-q de excitação (“e”) giram à velocidade angular constante $\omega_1 = 2 \pi 60$ (considerando a frequência desejada = 60 Hz), o ângulo instantâneo necessário para o sistema de referência é o ângulo μ , do “vetor tensão do estator”.

Para um sistema conectado à rede (barramento infinito), a implementação do controle é mais simples. Medindo-se as tensões de fase do estator v_{as} ,

v_{bs} e v_{cs} , obtém-se v_{ds}^s e v_{qs}^s . O ângulo instantâneo do vetor tensão do estator é facilmente encontrado como sendo $\mu = \arctan(v_{qs}^s/v_{ds}^s)$.

Para um sistema isolado, por não haver tensão “de referência” do barramento infinito nem confiança no valor da tensão gerada “contaminada” por harmônicos, por melhor que seja o PWM do inversor, o ângulo “ μ ” é preferencialmente calculado como sendo $\mu = \theta_1 + 90^\circ$, desprezando-se a queda de tensão da resistência do estator. O ângulo “ θ_1 ” por sua vez é a integral de $\omega_1 = 2 \pi 60$ (rad/s), velocidade angular gerada pelo software do sistema de controle como a referência desejada.

Das equações (3.9) e (3.11), com $v_q = 0$, tem-se $P = 3/2 v_d i_d$ e $Q = 3/2 v_d i_q$, ou seja, a potência ativa e a potência reativa do conversor podem ser controladas respectivamente por i_d e i_q .

Na implementação dos controladores de corrente, i_d^* é o erro da tensão V_{cc} , ou seja, a diferença entre o valor desejado (constante) e o valor real (medido) da tensão V_{cc} .

Desta forma, o fluxo de potência ativa regula a tensão intermediária, uma vez que quando o fluxo de potência ativa fornecido pelo conversor é maior que o gerado, a tensão V_{cc} cai. Ao contrário, se a potência ativa gerada não for totalmente fornecida pelo conversor para ser consumida, a tensão V_{cc} sobe.

Quanto a i_q^* , esta será proporcional ao valor desejado de reativos gerados pelo conversor. Desta forma, controla-se a defasagem entre corrente e tensão do conversor. Normalmente $i_q^* = 0$, para obter fator de potência unitário. Obviamente, dependendo da necessidade do sistema (carga isolada ou até mesmo em ligação à rede elétrica), este valor pode ser diferente de zero, assumindo valores positivos ou negativos, gerando reativos capacitivos ou indutivos.

No item 5.3.1 será apresentada uma aplicação deste tipo de controle.

Neste caso, para um dado i_d , com $i_q \neq 0$ o vetor $\mathbf{i}$ ($i_d + j i_q$) será maior, o que acarreta aumento nas perdas e a necessidade de redimensionamento dos equipamentos pelos quais esta corrente circula.

É necessário ainda, pelo mesmo motivo que para o conversor do lado do rotor, calcular as referências de tensão do conversor do lado do fornecimento para que se possa impor as correntes desejadas.

O balanço das tensões envolvidas na saída do conversor, leva a [32]:

$$\mathbf{v}_d^* = -\mathbf{R} \mathbf{i}_d - \mathbf{L} \frac{d}{dt} (\mathbf{i}_d) + \omega_1 \mathbf{L} \mathbf{i}_q + \mathbf{v}_d \quad (3.30)$$

$$\mathbf{v}_q^* = -\mathbf{R} \mathbf{i}_q - \mathbf{L} \, d/dt (\mathbf{i}_q) - \omega_1 \mathbf{L} \mathbf{i}_d \quad (3.31)$$

Onde R e L são respectivamente a resistência e a indutância da linha.

A Figura 3.9 mostra um diagrama de blocos da estrutura do controle vetorial proposto.

Figura 3.9 Estrutura do controle Vetorial para o conversor do lado do estator ou de fornecimento (rede ou carga isolada).

Na figura, são destacados em vermelho as alterações introduzidas para o caso de o gerador eólico alimentar carga isolada.

O controle independente das potências ativa e reativa é uma enorme flexibilização, pois a máquina assíncrona consome reativos indutivos para gerar potência ativa. Para geradores assíncronos sem controle ligados à rede, é necessário o

fornecimento desta potência reativa, seja através de consumo da rede, ou da instalação de bancos de capacitores do lado do gerador.

Observe-se que, através deste controle, não só não é necessário fornecer potência reativa capacitiva à máquina, como é possível até fornecer potência reativa capacitiva à rede, como quando se emprega máquina síncrona.

3.3.5 O sistema de supervisão e proteção

Toda turbina eólica possui um sistema de proteção. Este sistema pode ser desde relativamente simples até bem complexo, dependendo da potência da máquina e da tecnologia empregada.

O conceito de segurança de uma turbina eólica, com a tecnologia exposta, começa com um adequado sistema de medições de grandezas como velocidade e direção do vento, corrente, tensão, potência e frequência da rede (ou da frequência da corrente e/ou tensão da carga para sistemas isolados), corrente e tensão do estator e do rotor além de velocidade e/ou posição angular do eixo da máquina e corrente dos conversores.

Estas grandezas são usadas tanto para controle da turbina, quanto para supervisão e detecção de eventuais faltas ou falhas.

Os conversores e a máquina elétrica também devem receber medidores de sub e sobre tensão e de temperatura.

Normalmente, coloca-se ainda um sensor mecânico de sobre-velocidade no eixo da turbina.

O software de controle, supervisão e proteção da turbina é responsável ainda pela partida, parada (inclusive de emergência) e a sincronização com a rede para conexão segura, quando for o caso.

Ele é responsável pela leitura de todos os sensores e, após o processamento dos dados, atua para que a geração de energia elétrica seja a mais eficiente ou, no caso de detecção de qualquer problema, falha ou falta, atua para sua proteção, como por exemplo, no caso de excesso de velocidade do eixo ou do vento,

que implica na atuação do “pitch” para que nenhum esforço mecânico danifique o sistema.

3.4 A máquina duplamente excitada em cascata

Nos itens anteriores, apresentou-se uma das tecnologias mais atuais para geração de energia elétrica em rotação variável a partir de uma turbina eólica, economicamente viável e atendendo tecnicamente aos mais exigentes níveis de qualidade da energia gerada.

Há, porém, várias outras propostas de tecnologias para geração de energia elétrica em turbinas eólicas, inclusive em rotação constante.

São exemplos, as tecnologias apresentadas nos trabalhos [12] no qual P. Novak e outros apresentam uma turbina de eixo horizontal com gerador de indução em velocidade variável através de um conversor estático e “pitch” fixo; [13] no qual E.S. Abdin e outros apresentam uma turbina de eixo horizontal com gerador de indução em velocidade constante, “pitch” variável para controle da potência e um SVC (Compensador de Reativos Estático) para controle da tensão do gerador; [18] no qual M. Godoy Simões e outros apresentam uma turbina de eixo vertical com gerador de indução em velocidade variável através de um conversor estático duplo controlado por lógica fuzzy; [19] no qual R. M. Hilloowala e outros apresentam uma turbina de eixo horizontal com gerador de indução em velocidade variável através de um retificador de diodos e um inversor, cuja modulação (PWM) é controlada por lógica fuzzy.

Outra tecnologia que tem merecido estudos há décadas [29] para geração de energia em velocidade variável, consiste no arranjo de duas máquinas em cascata, com número de pares de pólos distintos, eixos mecanicamente acoplados e as três fases do rotor eletricamente acopladas. O estator da primeira máquina (máquina A) é ligado à rede elétrica (barramento infinito), o da segunda máquina (máquina B) é ligado à rede através de dois conversores em arranjo “back-to-back”, como mostra a Figura 3.10. Este conjunto é chamado de “máquina em cascata”.

O objetivo deste arranjo é tornar a manutenção das máquinas mais simples, já que não há necessidade de escovas e anéis para a conexão elétrica do rotor das duas máquinas.

Figura 3.10 – Arranjo da “máquina em cascata”.

Para melhor entendimento deste arranjo, define-se as frequências envolvidas, lembrando da equação (3.17):

f_{1A} = frequência elétrica do estator da máquina A

f_{2A} = frequência elétrica do rotor da máquina A

f_{3A} = frequência mecânica de rotação do rotor da máquina A

f_{1B} = frequência elétrica do estator da máquina B

f_{2B} = frequência elétrica do rotor da máquina B

f_{3B} = frequência mecânica de rotação do rotor da máquina B

Introduzindo “ f_m ” como a frequência mecânica de rotação, tem-se:

$$f_{3A} = p_A f_m$$

$$f_{3B} = -p_B f_m, \text{ e finalmente,}$$

$$f_{1A} = (p_A + p_B) f_m + f_{1B}$$

A conexão elétrica dos rotores das duas máquinas é feita em sequência positiva de forma que ambas produzam torque no mesmo sentido de rotação. Como efeito deste acoplamento, $f_{2A} = f_{2B}$.

A diferença introduzida pelo arranjo é que f_{1A} é fixa e constante, pois o estator da máquina A está diretamente conectado à rede. Já a máquina B, tem o estator ligado aos conversores. Portanto, f_{1B} é variável, com a rotação da máquina.

Imaginando que a “máquina A” possua 8 pólos ($p_A = 4$, $n_{sA} = 750$ rpm @ 50 Hz) e a “máquina B”, 4 pólos ($p_B = 2$, $n_{sB} = 1500$ rpm @ 50 Hz), quando a velocidade do conjunto se aproxima da velocidade síncrona da máquina A, a frequência elétrica da corrente do rotor se aproxima de zero e as duas máquinas começam a perder o acoplamento elétrico. Por isso, na prática, o conjunto deve ser acionado até 80% de n_{sA} , ou seja, até 600 rpm.

O chamado “ponto síncrono da cascata” é atingido com $f_{1B} = 0$ Hz, ou seja, $n = 500$ rpm.

A máquina acoplada à rede deve ser a de maior número de pares de pólos para que o fluxo de potência se dê, na maior parte, por ela, uma vez que ela sempre estará mais próxima de sua rotação nominal.

Da mesma forma que para o esquema Scherbius apresentado anteriormente, a idéia é ter um conversor “pequeno” em relação à potencia nominal do sistema.

Para o controle vetorial do conjunto, usa-se o sistema de referências apresentado na Figura 3.11.

Figura 3.11 – Eixos d-q para a máquina em cascata.

Os eixos d-q “s” se referem ao estator da máquina A e são estacionários. Os eixos “r” se referem ao rotor da máquina em cascata e giram à velocidade $\omega_{3A} = 2 \Pi f_{3A}$ com relação aos eixos “s”. Os eixos “1B” se referem ao estator da máquina B e giram à velocidade de $\omega_{1B} = 2 \Pi (p_A + p_B) f_m$ com relação aos eixos “s”. Finalmente os eixos “e” se referem ao fluxo de excitação da máquina e giram na velocidade síncrona da máquina A, ou seja, $\omega_{1A} = 2 \Pi 50$.

Alinhando o eixo d da referência “e” com o fluxo do estator da máquina A, o “conversor do lado da máquina” produzirá corrente (tensão) na frequência f_{1B} , ou seja, estará na referência “1B”.

Para encontrar o ângulo θ_2 , desprezando-se a resistência do estator da máquina A e medindo-se a tensão do seu estator na referência “s”, chega-se ao ângulo μ . Fazendo $\mu - \Pi/2$, chega-se a θ_{1A} . O ângulo θ_{1B} é obtido medindo-se a posição angular do rotor através de um “encoder” e multiplicando-se este valor por $(p_A + p_B)$. Finalmente, $\theta_2 = \theta_{1A} - \theta_{1B}$.

A máquina em cascata difere da máquina com rotor de anéis, mostrada nos itens anteriores, pela maior influência do acoplamento dos rotores. O rotor não é acessível e introduz novas tensões e fluxos ao conjunto.

Das equações de tensões e fluxos da máquina com rotor de anéis, fazendo $v_{rA} - v_{rB} = 0$, tem-se (para regime permanente) na referência “e”:

$$\lambda_{qR} = R_R / \omega_{2A} i_{dr} \quad (3.32)$$

$$\lambda_{dR} = R_R / \omega_{2A} i_{qr} \quad (3.33)$$

Nessas expressões, R_R é a resistência rotórica total (máquinas A e B) e $\omega_{2A} = \omega_{1A} - \omega_{3A}$ é a velocidade angular de escorregamento da máquina A, ou seja, é a diferença de velocidade angular entre os eixos “e” e “r”.

Observa-se que é introduzido um acoplamento cruzado entre os eixos “d” e “q” no referencial “e”, dependente da resistência dos rotores das duas máquinas e do escorregamento da máquina A. Quanto mais próximo da velocidade síncrona de A, menor será ω_{2A} e, portanto, maior será o fluxo cruzado. A 600 rpm (80% de n_{sA}) este efeito é 5 vezes maior que em repouso.

Para avaliar o efeito do acoplamento cruzado, observe-se as equações de potências ativa e reativa no referencial “e”.

$$P_s = 3/2 (k_1 \lambda_{qR} + k_2 i_{qsB}) \quad (3.34)$$

$$Q_s = 3/2 (k_1 \lambda_{dR} - k_3 \lambda_{dsA} + k_2 i_{dsB}) \quad (3.35)$$

Comparando com as equações da máquina de anéis vista anteriormente, vemos que o acoplamento cruzado se manifesta muito mais na máquina em cascata, já que λ_{qR} depende i_{dr} e λ_{dR} depende de i_{qr} .

Na prática, há um efeito de acoplamento cruzado maior de “ i_q ” em “ i_d ” do que ao contrário. Mesmo assim, estudiosos deste arranjo [29], [30] consideram satisfatório e suficiente o desacoplamento entre “ i_q ” e “ i_d ” para este sistema de controle.

Capítulo 4

COMPARAÇÃO DE PREÇOS DO CONJUNTO GERADOR-CONVERSOR ENTRE AS MÁQUINAS DE INDUÇÃO E DE ANÉIS

4.1 Introdução

Nos capítulos anteriores, destacou-se as tecnologias empregadas na geração de energia elétrica através de uma turbina eólica.

Neste capítulo, apresenta-se uma comparação de preços do conjunto máquina-conversores trifásicos, para arranjos físicos que proporcionam duas soluções distintas, quais sejam:

- 1) Emprego de máquina assíncrona com rotor em gaiola de esquilo;
- 2) Emprego de máquina assíncrona com rotor bobinado em anéis.

A solução com rotor em gaiola, como já se discutiu, embora empregue máquina mais robusta, barata e que necessita de menor manutenção, exige um conjunto conversor dimensionado para a potência nominal da máquina.

O objetivo é determinar a partir de qual faixa de potência a solução com rotor bobinado em anéis passa a ser economicamente vantajosa, ou seja, determinar a partir de que potência, o custo adicional do rotor bobinado em relação à gaiola de esquilo passa a ser menor que o custo da potência adicional do conjunto conversor.

Para essa avaliação, o custo do conjunto conversor refere-se a duas pontes trifásicas (IGBT), bidirecionais, de 6 pulsos, colocadas em “back-to-back” com circuito capacitivo intermediário, com controle digital, PWM e controle vetorial, como exposto no capítulo 3.

Para permitir a comparação, levou-se em consideração tão somente os custos das máquinas e dos conversores para cada solução, uma vez que para uma dada potência, o restante dos custos envolvidos em cada unidade geradora, tais como fundações, torre, nacele, hélice e outros, serão os mesmos e independem do tipo de máquina empregada, se com rotor de anéis ou de gaiola.

Muito embora façam parte integrante do custo total de uma fazenda eólica, também não foram levados em consideração nessa avaliação, os custos preliminares ou de infra-estrutura para a instalação da fazenda, tais como medições, estudos de viabilidade, subestações, linhas de transmissão, estradas de acesso.

4.2 Tabela comparativa de preços

A Tabela 4.1 apresenta os preços de cada acionamento, compreendendo máquina elétrica trifásica e dois conversores completos (lado do rotor e lado do fornecimento) em cada caso.

Em seguida apresenta-se a Figura 4.2 que representa, em forma de gráfico, os mesmos dados da Tabela 4.1, para uma melhor visualização da situação. O gráfico apresentado mostra as “linhas de tendência” para ambas curvas.

Tabela 4.1 – Comparação de preços entre acionamento com máquina com rotor em gaiola e rotor de anéis.

Potência Nominal de Geração (kW)	Rotor em Gaiola					Diferença de Preços
	Máquina		Conversor		Total (R\$)	
	Potência (kW)	Preço (R\$)	Potência (kW)	Preço (R\$)	Preço Total (R\$)	
50	50	23.000,00	55	112.000,00	135.000,00	7.000,00
100	100	29.000,00	110	161.000,00	190.000,00	30.000,00
200	200	39.000,00	200	245.000,00	284.000,00	77.000,00
500	500	72.000,00	500	533.000,00	605.000,00	195.000,00
1.000	1.000	159.000,00	1.000	890.000,00	1.049.000,00	182.000,00
Potência Nominal de Geração (kW)	Rotor de Anéis					
	Máquina		Conversor		Total (R\$)	
	Potência (kW)	Preço (R\$)	Potência (kW)	Preço (R\$)	Preço Total (R\$)	
50	50	31.000,00	37	97.000,00	128.000,00	
100	100	48.000,00	55	112.000,00	160.000,00	
200	200	80.000,00	75	127.000,00	207.000,00	
500	500	165.000,00	200	245.000,00	410.000,00	
1.000	1.000	398.000,00	400	469.000,00	867.000,00	

Os preços indicados referem-se a custo de aquisição de equipamentos novos.

Figura 4.2 – Representação dos valores mostrados na Tabela 4.1 em forma de gráfico.

Como se pode observar, a partir do acionamento de 50 kW é economicamente vantajoso o uso do rotor bobinado em anéis.

Note-se que para esta comparação, empregou-se, por conveniência, um conversor de 37 kW para o acionamento de 50 kW da máquina com rotor em anéis. Na verdade, um conversor de 20 kW e, portanto, mais barato que o de 37 kW, já seria suficiente mantendo o uso da alternativa de rotor de anéis ainda mais economicamente atraente.

Mesmo incluindo o custo adicional de manutenção para a vida útil da máquina com rotor bobinado, é possível e seguro considerar que é economicamente vantajoso o uso destes acionamentos já a partir de dezenas de kW.

Observe-se que a maior diferença de preços entre os dois sistemas ocorre para o acionamento de 500 kW. Isto se deve à complexidade da máquina de rotor bobinado em anéis, que é crescente com o aumento de sua potência nominal.

Os preços apresentados são estimativos, com base em abril / 2003 (€ 1,00 = R\$ 3,30) e foram fornecidos por empresas fabricantes e comerciantes desses equipamentos.

Segundo informação fornecida por um fabricante de turbinas eólicas, o preço total estimado para um gerador de 1 MW é de cerca de US\$ 1'000.000,00, incluindo a parte civil. Desta forma, observa-se que o conjunto máquina / conversores consome cerca de 30% do custo total da instalação.

Capítulo 5

SIMULAÇÃO DE GERAÇÃO EÓLICA INSTALADA NA REDE DA ENERSUL

5.1 Introdução

Como parte integrante prevista a título de “estudo de caso” neste trabalho e ainda com o objetivo de permitir melhor divulgação da geração de energia eólica no estado do Mato Grosso do Sul, foi realizada uma parceria com a empresa distribuidora de energia no estado, a ENERSUL – Empresa Energética de Mato Grosso do Sul SA, a fim de permitir o estudo de viabilidade de implantação do projeto de um gerador elétrico eólico como geração distribuída, a ser instalado em rede de distribuição escolhida para esta finalidade.

A base da rede de distribuição da Enersul é composta de 2.860,6 km em 138 kV; 427,4 km em 69 kV e 1.798,7 km em 34,5 kV (dados de fevereiro/2004).

A demanda máxima do estado de Mato Grosso do Sul é de cerca de 550 MW e a geração própria instalada, de cerca de 31 MW.

Como o atual modelo do sistema elétrico (Fev/2004) prevê que as distribuidoras de energia possam ter geração própria até 30% de sua carga, a Enersul tem potencial para ampliar sua geração em cerca de 130 MW.

A interligação da rede da Enersul com o sistema elétrico nacional é feita através de:

- 1) Linha de 230 kV da Eletrosul de Cascavel Oeste / Guaíra / Dourados / Anastácio (em amarelo na Figura 5.1, indicando 230 kV);
- 2) Duas linhas em circuito duplo de 138 kV (Enersul / Eletrosul) provenientes do complexo Jupia / Ilha Solteira (em vermelho na Figura 5.1, indicando 138 kV) e;

3) Linha de 138 kV da Eletrosul que interliga a UHE Rosana (SP) a Dourados (também em vermelho na Figura 5.1).

A Figura 5.1 mostra o esquema geral do sistema elétrico do estado de Mato Grosso do Sul, apresentando as interligações citadas.

Observe-se que as maiores cargas do estado se concentram nos municípios de Campo Grande, Corumbá e Dourados.

Figura 5.1 – Sistema Elétrico de Mato Grosso do Sul (2.003).

5.1.1 Conexão de geração na rede da Enersul

Quando da conexão de um gerador elétrico em sua rede, a Enersul faz as seguintes exigências mínimas:

- 1) Instalação de disjuntor com proteções de sobrecorrente e faltas entre fases e de fase para terra na saída da barra de geração para o sistema da Enersul;
- 2) Intertravamento elétrico que não permita o fechamento do disjuntor do item 1, quando houver tensão não sincronizada com a da barra da Enersul;
- 3) Transformadores de Potencial (TPs) e Relés de sub e sobretensão (27 e 59) do lado da carga para impedir o fechamento do disjuntor do item 1, quando houver tensão fora das especificações da Enersul (tensões mínima e máxima);
- 4) Para a sincronização é necessário (para cada gerador):
 - 4.1) A sincronização deve ser feita no disjuntor do gerador;
 - 4.2) Equipamento de controle que permita a correta sincronização do gerador com o sistema Enersul;
- 5) Abertura imediata do disjuntor do item 1, caso falte tensão na rede da Enersul, visto que a distribuidora possui esquema de religamento automático. Esta medida é necessária para que o novo sincronismo possa ser feito no disjuntor do gerador;
- 6) O transformador de conexão do gerador deve ser em triângulo do lado da concessionária e em estrela aterrada do lado do gerador, para a devida isolação do gerador da rede da Enersul;
- 7) Proteções mínimas exigidas pela concessionária do lado do gerador:
 - 7.1) Relé de subtensão (27);
 - 7.2) Relé de sobretensão de neutro (59N);
 - 7.3) Relé de sobretensão (59);
 - 7.4) Relé direcional de sobrecorrente (67), que deverá atuar para defeitos na rede da Enersul;
 - 7.5) Relés de sobrecorrente de fase e neutro, instantâneos e temporizados (50/51 e 50/51N) que deverão atuar em caso de defeito interno na área de geração;
 - 7.6) Relé de frequência (81);

7.7) Relé direcional de potência (32);

8) Outros equipamentos de proteção que se façam necessários à correta proteção da geração, conforme orientação do fabricante dos equipamentos.

5.1.2 A proposta de trabalho

O trabalho conjunto consistiu em simular a instalação de geração eólica em dois pontos distintos no estado: O primeiro em Naviraí, região sudeste do estado e o segundo na capital, Campo Grande.

Existem outros pontos passíveis de alocação de geração eólica no estado, mas, como o objeto deste estudo não é a alocação ótima de geração eólica no estado e sim a simulação da viabilidade técnica desta alocação, não houve a preocupação de se determinar outros possíveis pontos.

Nos dois casos, a simulação consistiu em ensaios de regime permanente e de curto-circuito.

As simulações de instalação de geração eólica nos dois pontos citados da rede foram feitas empregando softwares que a Enersul utiliza em sua rotina diária.

Para as simulações de regime permanente foi utilizado o software “ANAREDE” – Programa de Análise de Redes, versão V.08 – JAN 2003 do CEPEL.

Este programa calcula fluxo de potência, equivalente de redes, faz análise de contingências, análise de sensibilidade de tensão, de redesenho de potência ativa e de fluxo de potência continuado.

As simulações de curto-circuito foram feitas com o software “CC” – Programa de Curto-Circuito, versão Junho 1995 – Microcomputador, da COPEL.

As simulações utilizaram os bancos de dados da empresa, considerando toda sua malha local e dados equivalentes do restante da rede no local, incluindo as subestações, os transformadores, as linhas de transmissão, os reguladores de tensão, barramentos, consumidores e cargas típicas.

Para as duas áreas estudadas, foram pesquisados pontos ótimos de alocação da geração, levando em consideração tanto variáveis de natureza física, como terreno apropriado, proximidade de linha de transmissão e barramentos, quanto aquelas

de natureza elétrica, tais como limites de tensão, fluxo de carga, nível de curto-circuito, impacto de tensão quando da rejeição da geração.

Procurou-se adotar a filosofia de investimento mínimo em infraestrutura, ou seja, alocar geração dentro dos limites que a infraestrutura existente (barras, tensão e capacidade de fluxo de potência das linhas de transmissão, transformadores de distribuição, entre outros) permita.

Assim, a simulação não envolve implantação de grandes fazendas eólicas, mas pequenas gerações distribuídas.

Desta forma, além de evitar a necessidade de investimento em infraestrutura, a avaliação conta com a vantagem intrínseca da geração distribuída, qual seja, reduzir perdas e melhorar o perfil de tensão, decorrentes do novo fluxo de potências ativa e reativa nas linhas de transmissão.

A grande vantagem da aplicação de geração eólica, já citada no capítulo 2, além da “gratuidade do combustível” e mínimo impacto ambiental, refere-se à questão da complementaridade hidráulica–eólica, no sentido de que os períodos de maiores ventos são justamente os meses de maior seca, além de os picos de velocidade de vento se darem, normalmente, juntamente com o pico de demanda, durante o dia.

O grande problema da geração eólica, até mesmo para permitir a simulação de sua integração à rede existente, reside no fato de que ela não é firme, uma vez que depende do regime dos ventos.

No capítulo 2, já se apontou que, com velocidade de ventos acima da velocidade nominal, pode-se gerar energia elétrica com potência nominal. Ainda, abaixo da velocidade de vento mínima, não há geração de eletricidade e entre estes dois pontos a potência de geração varia com o cubo da velocidade do vento.

Assim, para as simulações de regime permanente, foram empregados pontos discretos de potência de geração, usando como último ponto a potência nominal.

O modelo utilizado fixa a geração de reativos e deixa a tensão de geração livre.

Para as simulações de curto-circuito, considerou-se a geração de potência nominal.

5.2 O gerador eólico utilizado na simulação

O detalhamento da turbina, do gerador elétrico e de outros equipamentos utilizados, nem todos dados necessários à simulação pretendida, são apresentados para caracterizar uma situação mais próxima da realidade.

A turbina utilizada nos dois casos (Naviraí e Campo Grande) é de 1 MW, eixo horizontal, de 3 pás, com controle de passo e de velocidade de rotação.

Foi simulada a instalação de duas unidades em Naviraí, totalizando 2 MVA e em Campo Grande, quinze unidades, totalizando 15 MVA.

A máquina elétrica usada em cada turbina é um gerador assíncrono com rotor de anéis com potência de 1 MVA, 8 pólos ($p = 4$), 60 Hz, $n_s = 900$ rpm, tensão de 690 V no rotor e no estator.

O conversor imaginado tem potência de 400 kW ($0,4 P_{nom}$), o que torna possível a excursão de “s” (escorregamento) de $0,6 n_s$ a $1,4 n_s$ (item 3.2.3), fixando, portanto, a excursão da rotação entre 540 rpm a 1260 rpm.

Foi escolhida $n_{nom} = 1170$ rpm ($1,3 n_s$), a fim de que a rotação da máquina possa variar entre 1170 (n_{nom}) e 1260 rpm (n_{max}) na região de velocidades do vento acima da velocidade nominal (região de potência constante).

Escolheu-se ainda as velocidades de vento estabelecidas no item 3.2.3, quais sejam, $V_{min} = 4,0$ m/s; $V_{nom} = 12,0$ m/s e $V_{max} = 25,0$ m/s.

Desta forma: Para $V = 4,0$ m/s, $n = 540$ rpm e para $V = 12,0$ m/s, $n = 1170$ rpm. Para esta rotação, tem-se $S = 1,0$ p.u (1 MVA).

Através da equação 2.1, é possível calcular o raio da hélice da turbina (adotando as grandezas e parâmetros do item 2.5.1):

$$1000000 = \frac{1}{2} \times 0,241 \times \Pi \times R^2 \times 1,074 \times 12^3.$$

Que resulta em:

$$R = 38 \text{ m.}$$

Admitindo que a turbina tem curva $C_p \times \lambda$ como a da Figura 2.4, verifica-se qual relação de redução de rotação da turbina para a máquina elétrica (item 3.1) deve ser adotada para a otimização da potência gerada na região de velocidades de vento abaixo da nominal (região de potência proporcional ao cubo da velocidade).

A razão de velocidade (λ) deve ficar numa faixa que permita os maiores valores de C_p . A especificação desses parâmetros se inicia pela rotação nominal (e velocidade nominal do vento, 12 m/s).

Do lado do gerador, tem-se:

$$n_{\text{nom}} = 1170 \text{ rpm} \Rightarrow n_{\text{nom}} = 1170/60 \text{ rps} \Rightarrow n_{\text{nom}} = 19,5 \text{ rps.}$$

Adotando o valor de $\lambda = 4,6$ (que corresponde, pela Figura 2.4, a $C_p = 0,35$) na equação 2.2 (lado da turbina), vem:

$$\lambda = 4,6 = 2 \pi n_{\text{nom}} \times 33 / 12 \Rightarrow n_{\text{nom}} = 0,267 \text{ rps.}$$

Decorre que a relação de redução deve ser $19,5/0,267 = 73$.

Para rotação mínima e velocidade mínima do vento, 4 m/s, tem-se, do lado do gerador:

$$n = 540/60 \text{ rps} \Rightarrow n = 9 \text{ rps}$$

Do lado da turbina (relação de redução), resulta:

$$n = 9/73 \text{ rps} \Rightarrow n = 0,123$$

O que permite o cálculo de λ (equação 2.2):

$$\lambda = 2 \pi 0,123 \times 33 / 4 = 6,4.$$

Para $\lambda = 6,4$, tem-se (Figura 2.4) $C_p = 0,35$.

Como resultado, vê-se que com a redução escolhida (73), obtém-se em toda faixa de rotação, o valor C_p de no mínimo 0,35.

5.3 Estudo de caso 1 – Aplicação de 2 MVA em Naviraí

O município de Naviraí se localiza em região cuja velocidade média anual de ventos se situa em torno de 6,0 m/s a 50 m do solo, segundo pesquisa no “Atlas Eólico do Brasil” [23].

A região conta com uma subestação atendida em 69 kV proveniente de Caarapó (MS). Da subestação, a energia é distribuída, de forma radial, com tensão de 13,8 kV.

5.3.1 Simulação de regime permanente

Com os estudos da simulação, chegou-se à conclusão que, sem a necessidade de obras de ampliação de capacidade da rede e sem violação dos níveis de tensão, seria possível conectar à rede de 13,8 kV, até 2 MVA de geração eólica.

Os resultados obtidos na simulação são apresentados na tabela 5.2.

Tabela 5.2 – Simulação da conexão de geração eólica de 2 MVA em Naviraí.

Tensão (p.u.)

Potência Barras	0	0,5+j0	1,0+j0	1,2+j0	1,2+j0 Rejeição	2,0+j0	2,0+j0 Rejeição	1,92-j0,55	1,92-j0,55 Rejeição
990 69 kV	0,996	1,001	1,006	1,008	0,992	1,016	0,989	1,011	0,992
1000 13,8 kV	1,030	1,030	1,030	1,030	1,010	1,030	0,998	1,030	1,012
203	1,025	1,026	1,026	1,027	1,005	1,027	0,993	1,026	1,007
206	1,015	1,017	1,020	1,021	0,994	1,025	0,982	1,022	0,997
Geração 39	0,964	0,967	0,970	0,971	0,942	0,975	0,928	0,972	0,944
Antes R.T.									
41	1,000	1,000	1,000	1,000	0,969	1,000	0,951	1,000	0,971
Após R.T.									
68	0,952	0,952	0,952	0,952	0,919	0,952	0,898	0,952	0,920
Fim Linha									
Potência (MW / MVar)	0	0,5+j0	1,0+j0	1,2+j0	1,2+j0 Rejeição	2,0+j0	2,0+j0 Rejeição	1,92-j0,55	1,92-j0,55 Rejeição
Fluxo de Potência									
990-1000 Trafo	11,5 - j4,8	11,0 - j4,9	10,5 - j5,0			9,5 - j5,1		9,6 - j4,6	
1000-202 Aliment. 2	3,4 + j0,7	2,8 + j0,7	2,3 + j0,7			1,3 + j0,7		1,4 + j1,3	
Perdas (MW)	1,3 (Total) 0,1 (Al.2)	1,2 (Total) 0,1 (Al.2)	1,2 (Total) 0,1 (Al.2)			1,0 (Total) 0,1 (Al.2)		1,0 (Total) 0,1 (Al.2)	
Mercado (MW)	11,3 (Tot) 3,2 (Al.2)	11,3 (Tot) 3,2 (Al.2)	11,3 (Tot) 3,2 (Al.2)			11,3 (Tot) 3,2 (Al.2)		11,3 (Tot) 3,2 (Al.2)	
Carga Própria (MW)	12,6 (Tot) 3,3 (Al.2)	12,5 (Tot) 3,3 (Al.2)	12,5 (Tot) 3,3 (Al.2)			12,3 (Tot) 3,3 (Al.2)		12,3 (Tot) 3,3 (Al.2)	

A barra swing para esta simulação foi a barra 980 (69 kV em Caarapó), início da linha de transmissão que vai até a barra 990 (já na subestação em Naviraí).

A carga na SE Naviraí é praticamente a mesma nos períodos de carga pesada e média. A simulação foi feita para esta situação que é a pior condição.

Os pontos de medição de tensão escolhidos foram as barras 990 (69 kV); 1000 (13,8 kV); 203 (Barra do “Alimentador No. 2”, segunda barra após o transformador de 69/13,8); 206 (onde foram instalados os geradores, através de transformadores 13,8/0,69 kV não mostrado na Figura 5.3); 39 (imediatamente anterior a um Regulador de Tensão instalado nesta linha); 41 (primeira barra após o Regulador de Tensão) e 68 (fim de linha – localizado a 65 km da SE).

Cada linha da Tabela 5.2 representa um ponto de medição (uma barra) e cada coluna, um valor de potência aparente total injetado na rede pelos aerogeradores.

As Figuras 5.3, 5.4 e 5.5 apresentam a localização física e o traçado dos alimentadores envolvidos no estudo. As barras 990, 1000 (dentro da subestação) e 203 e 206 (próximas à subestação, pertencentes ao Alimentador 2) são mostradas na Figura 5.3. As barras 39, 41 e 68 são mostradas na Figura 5.4.

Como o alimentador 2 é muito extenso e se ramifica em duas direções logo após a barra 206, só foi possível mostrar cada uma das duas direções em figuras distintas. Assim, a Figura 5.4 mostra a área rural “Porto Caiuá” e a Figura 5.5 a “Saída para Itaquiraí”. Os dois pontos de onde derivam essas ramificações são mostrados na Figura 5.3.

Figura 5.3 – Vista Aérea – Início Alimentador 2 – Naviraí.

Figura 5.4 – Alimentador 2 – Naviraí – Rural 13,8 kV – Porto Caiuá.

Figura 5.5 – Alimentador 2 – Naviraí – Rural 13,8 kV – Saída Itaquiraí.

A barra 206 (geração) já se encontra na periferia do município. Observe-se pela Tabela 5.2, linha “68”, que a tensão normalmente recebida (coluna “0” – sem injeção de potência eólica) na barra 68 (fim de linha, a 65 km da SE) é de 0,952 p.u., o que é tolerável por se tratar de pequeno consumidor na zona rural.

Pode-se ainda observar na mesma tabela que, com o aumento da potência de geração (colunas da esquerda para direita), o nível de tensão das barras também aumenta.

Destaque-se que, até a potência de 1,2 MW, o impacto de tensão para rejeição da geração é aceitável. Os valores de tensão indicados na Tabela 5.2, correspondentes à coluna (1,2 + j 0,0 - rejeição) são instantâneos. Observe-se que a tensão na barra 39 chega a 0,942 p.u. e na barra 68 a 0,919 p.u., que representam resultados pouco adequados. Foram, entretanto considerados toleráveis, dado que a tensão “usual” nesta barra é 0,952 p.u.

Com geração acima desta potência, o impacto de tensão se torna inaceitável para rejeição de geração em razão do nível de curto-circuito da região. O pior caso corresponde à geração máxima (2MW). Observe-se que os níveis de tensão nas barras 39 e 68 não podem ser aceitos, mesmo para um curto período de tempo.

A barra 41, logo após o regulador de tensão, que tem como função manter a tensão em 1,0 p.u., chega a 0,951 p.u. o que mostra que toda a linha após esta barra ficará com tensão abaixo do aceitável.

A solução encontrada consiste em diminuir o fator de potência a partir de 1,2 MW, gerando potência reativa indutiva de forma a controlar a escalada da tensão. Até o valor de 1,2 MW, o fator de potência pode ser unitário, o que corresponde à situação ótima, como visto no capítulo 3.

Com esta metodologia, chegou-se ao valor da potência máxima de 1,92 - j 0,55 MVA (2 MVA), mantendo o fator de potência em 0,96, valor ainda muito bom.

Conclui-se, então, que para que se consiga simultaneamente a otimização do sistema e os níveis toleráveis de queda de tensão, quando da rejeição da geração, pode-se gerar energia elétrica com fator de potência unitário até 1,2 MW. A partir deste valor, é necessário diminuir o fator de potência gradativamente, gerando reativos indutivos, até $\cos \varphi = 0,96$ situação na qual os aerogeradores trabalham com potência nominal, fornecendo 2 MVA.

Fica evidente a grande vantagem do sistema de controle exposto no Capítulo 3 desta dissertação, que permite flexibilidade, uma vez que é possível pré-programar o software de controle do gerador, incorporando valores de referência para a geração de reativos, conforme a necessidade.

Na condição de máxima geração (1,92 - j 0,55 MVA), observa-se da Tabela 5.2 que os níveis de tensão após a rejeição da geração se aproximam muito do

caso da rejeição de $1,2 + j 0$ MVA, já discutido anteriormente, para o qual chegou-se à conclusão de se tratarem de níveis satisfatórios. Assim, a mesma conclusão pode ser adotada para este caso.

Observe-se ainda na Tabela 5.2 que o fluxo de potência do transformador de 69/13,8 kV entre as barras 990 e 1000 e o fluxo de potência no início do Alimentador 2, entre as barras 1000 e 202 diminuem com aumento da potência fornecida pelos aerogeradores, já que as cargas passam a ser alimentadas diretamente por eles.

Desta forma, as perdas totais do sistema Enersul na área também diminuem, chegando a 23% de redução quando o equipamento gera a potência nominal, levando as perdas de 1,3 MW – sem geração eólica – para 1,0 MW – com geração eólica máxima.

Com o auxílio da equação 2.1, observando que o raio das pás da turbina (R) é 38 m e utilizando as outras grandezas e parâmetros do item 2.5.1, determinam-se as velocidades de vento apresentadas na Tabela 5.6, correspondentes aos valores de potência da Tabela 5.2.

Tabela 5.6 – Velocidades do vento correspondentes às potências de geração utilizadas na Tabela 5.2.

Velocidade do vento (m/s)	Potência de uma máquina (kVA)	Potência total (duas máquinas) (kVA)
7,6	250	500
9,5	500	1000
10,1	600	1200
12,0	1000	2000

5.3.2 Simulação de curto-circuito

Para as simulações de curto-circuito, é necessário fornecer ao software a informação das reatâncias envolvidas.

Com relação à máquina elétrica, na situação de curto-circuito, o parâmetro cujo fornecimento é necessário para a seqüência positiva é a reatância subtransitória segundo o eixo direto (x'_{d}) [40].

Normalmente, utiliza-se nas simulações como valor para a sequência zero, o mesmo valor do parâmetro de sequência positiva, solução que foi adotado neste estudo.

Para a realização das simulações, solicitou-se a uma empresa fabricante de máquinas elétricas que fornecesse o parâmetro necessário para a máquina proposta neste estudo de caso, no caso, um gerador assíncrono com rotor de anéis com potência de 1 MVA, 8 pólos, 60 Hz, $n_s = 900$ rpm, tensão de 690 V no rotor e no estator. O dado fornecido para a reatância sub-transitória segundo o eixo direto (x''_d) foi 0,11 (p.u.) na base 1 MVA, 690 V.

Para acoplamento de cada máquina elétrica à Barra de Geração na Subestação, foi utilizado um transformador de 1,5 MVA, com primário em triângulo no lado da Enersul (exigência da empresa), com tensão de 13,8 kV (Naviraí) ou 34,5 kV (Campo Grande). O secundário é em estrela aterrada do lado do gerador, com tensão de 690 V nos dois casos (Naviraí e Campo Grande).

A reatância deste transformador também é necessária à simulação de curto-circuito.

Com a ajuda de um fabricante de transformadores, esse parâmetro foi especificado como sendo $x_T = 0,06$ (p.u.) na base 1,5 MVA, tanto para o transformador com primário em 13,8 kV como para o com primário em 34,5 kV. Este parâmetro também é utilizado para sequência positiva e sequência zero, ou seja: $z_1 = z_0 = 0,06$ (p.u.) nas bases 1,5 MVA e tensões nominais.

A alocação da geração (barra 206) está a 2.131 m da Subestação. O cabo utilizado nesta interligação é de alumínio CA (sem alma) 4/0 AWG.

A partir de informações obtidas com o fabricante do cabo existente no alimentador 2, adotou-se a impedância de interligação, valor também necessário para a simulação de curto-circuito, que para este comprimento de cabo é:

$$z_0 = (0,5368 + j 2,1114) \text{ p.u. (Base 100 MVA).}$$

$$z_1 = (0,3380 + j 0,4739) \text{ p.u. (Base 100 MVA).}$$

A Figura 5.7 mostra o esquema elétrico adotado para a simulação de curto-circuito. A “barra 1” é a barra do gerador 1. A “barra 2”, a do gerador 2. A “barra 3” é a barra de geração (que reúne os dois geradores). Desta barra partem os 2.131 m de

cabo para a Subestação Naviraí. Esta barra corresponde à barra 206 na Tabela 5.2 e na Figura 5.3, relativas à simulação de regime permanente.

A “barra 9206” é a barra da Subestação, na outra ponta dos 2.131 m de cabo e é o secundário do transformador 69/13,8 kV (da linha que vem de Caarapó). Corresponde, na simulação de regime permanente, à barra 1000.

Figura 5.7 – Esquema elétrico adotado para a simulação de curto-circuito em Naviraí.

Para a simulação, os dados devem ser fornecidos ao software em porcentagem e na base de 100 MVA, correspondendo a:

Linha:

$$z_0 = (53,68 + j 211,14) \% \text{ (Base 100 MVA).}$$

$$z_1 = (33,80 + j 47,39) \% \text{ (Base 100 MVA).}$$

Gerador:

$$z_0 = z_1 = 1100 \% \text{ (Base 100 MVA).}$$

Transformador:

$$z_0 = z_1 = 400 \% \text{ (Base 100 MVA).}$$

Para limitar a corrente que circula no gerador em caso de curto-circuito fase-terra, normalmente é necessária a inserção de uma impedância de aterramento (Z_N), conhecida como reatância de Peterson [40].

Nesse estudo, não foi calculada nem considerada nas simulações, uma vez que não afeta a componente de sequência positiva, cujo resultado é o único relevante para este trabalho.

Para a apresentação dos resultados das simulações adotou-se a seguinte simbologia:

S_{3f} = Potência aparente de curto-circuito trifásico. Em parênteses é indicada a fase do vetor.

S_{ft} = Potência aparente de curto-circuito fase-terra. Em parênteses é indicada a fase do vetor.

As simulações em Naviraí indicaram os seguintes resultados:

1) Curto-circuito no gerador (resultado idêntico para os dois geradores):

$$S_{3f} = 24,6 \text{ } (-85,7^0) \text{ MVA}$$

$$S_{ft} = 27,1 \text{ } (-86,8^0) \text{ MVA}$$

2) Curto-circuito na barra 3 da simulação (barra 206 da Figura 5.3):

$$S_{3f} = 39,7 \text{ } (-72,2^0) \text{ MVA}$$

$$S_{ft} = 37,5 \text{ } (-75,0^0) \text{ MVA}$$

3) Curto-circuito na barra 9206 da Subestação (barra 1000 da Figura 5.3):

$$S_{3f} = 53,3 \text{ } (-75,7^0) \text{ MVA}$$

$$S_{ft} = 66,0 \text{ } (-78,2^0) \text{ MVA}$$

A simulação indicou um discreto aumento na potência de curto-circuito na SE Naviraí (barra 1000 da Figura 5.3), que sem a adição dos aerogeradores era:

$$S_{3f} = 41,0 \text{ MVA}$$

$$S_{ft} = 53,0 \text{ MVA}$$

Os resultados encontrados indicaram um nível de curto-circuito adequado, não havendo necessidade de troca de qualquer equipamento de proteção na rede da Enersul.

Um “set” de impressão dos principais resultados da simulação se encontra no Anexo 2 (A2.1 – Estudo de caso 1 – Aplicação de 2 MVA em Naviraí). Nele, a nomenclatura das barras é 1, 2, 3 e 9206, como na Figura 5.7.

5.4 Estudo de caso 2 – Aplicação de 15 MVA em Campo Grande

O município de Campo Grande é a capital, maior cidade e maior carga consumidora do estado de MS, com cerca de 36% da carga total do estado.

Em Campo Grande, devido à proximidade da malha de 138 kV e do maior nível de curto-circuito, é possível alocar um maior volume de geração, quando comparada com a região de Naviraí.

Coincidentemente, nesta região se encontram os ventos tidos como dos mais fortes e constantes do estado [23], com velocidades médias anuais em torno de 7,0 m/s a 50 m do solo.

Para esse novo estudo de caso, foi escolhida a Subestação “Campo Grande Industrial” para alocação da fazenda eólica de 15 MVA.

Nesta região, como se pode observar na Figura 5.8, há uma barra de 34,5 kV, escolhida para alocação dos geradores eólicos, através de transformadores de 34,5/0,69 kV não representados no desenho.

A partir desta barra, segue, em zona rural, ao longo do contorno ferroviário de Campo Grande, região desabitada, uma rede de distribuição (em 34,5 kV) com comprimento de 26,5 km, até a Usina Térmica a Gás William Arjona.

Esta linha, utilizada para atender os serviços auxiliares da usina, é pouco carregada, tendo capacidade de transporte de até 20 MVA. Assim, a fazenda eólica poderia ser colocada em qualquer ponto ao longo desta linha de transmissão, porém, como ela é pouco carregada, escolheu-se alocar a fazenda eólica no ponto mais próximo ao transformador 13,8/34,5 kV, na barra 1807, para evitar elevação de tensão em excesso ao longo de sua extensão, condição observada no estudo de fluxo de potência.

Figura 5.8 – Esquema Elétrico de MS, com destaque para a SE GC Industrial.

5.4.1 Simulação de regime permanente

A Tabela 5.9 mostra os resultados obtidos na simulação.

Tabela 5.9 – Simulação da conexão de geração eólica de 15 MVA em Campo Grande.

Tensão (p.u)

	0	2,5+j0	4,0+j0	Desligado 4,0+j0	Banco de 5,0+j0	Capacitores 10,0+j0	15,0+j0	15,0+j0 Rejeição
Potência Barras								
1078 230 kV	1,038	1,048	1,050	1,014	1,014	1,037	1,051	1,043
1801 13,8 kV	1,029	1,029	1,029	1,029	1,030	1,029	1,029	1,021
1807 34,5 kV	1,022	1,022	1,023	1,023	1,023	1,022	1,021	1,015
Geração								
1808 Serv. Aux. Usina W. Arjona	1,023	1,023	1,023	1,023	1,024	1,023	1,022	1,016
Potência (MW / MVar)								

	0	2,5+j0	4,0+j0	Desligado 4,0+j0	Banco de 5,0+j0	Capacitores 10,0+j0	15,0+j0	15,0+j0 Rejeição
Fluxo de Potência								
1891-1801 Trafo 138/13,8	8,3 + j1,6	5,8 + j1,3	4,3 + j1,2	4,3 + j1,2	3,3 + j1,1	-1,7 + j1,2	-6,7 + j1,8	
1801-1807 Trafo 13,8/34,5	5,2 + j1,2	2,8 + j1,2	1,2 + j1,0	1,2 + j1,0	0,2 + j1,0	-4,8 + j1,2	-9,8 + j1,6	
Perdas (MW)	17,3	17,2	17,0	17,2	17,2	16,7	16,3	
Mercado (MW)	517,0	517,1	517,4	516,4	516,7	516,8	517,0	
Carga Própria (MW)	534,3	534,3	534,4	533,6	533,9	533,5	533,3	

Para esta simulação há 4 barras swing:

- 1) Ilha Solteira – barra de geração – 18 geradores (ONS – 501);

- 2) Rincon 500 kV – Argentina (ONS 1040);
- 3) Itaipu 50 Hz – barra de geração – 8 geradores (ONS - 1100);
- 4) Alumar – Maranhão (ONS – 8004).

A simulação foi feita para período de carga pesada (pior caso).

Os pontos de medição de tensão escolhidos para análise foram as barras 1078 de 230 kV em Anastácio – MS – Eletrosul; 1801 de 13,8 kV – Campo Grande Industrial; 1807 de 34,5 kV – Campo Grande Industrial – Geração e 1808 de serviços auxiliares na Usina W. Arjona.

Como no caso anterior, a tensão nas barras aumenta, com o incremento da potência gerada. A forma de representação de dados na tabela também é o mesmo.

Quando a potência gerada atinge 4 MW, a tensão na barra 1078 atinge 1,05 p.u.

Para possibilitar o aumento da potência de geração, é então necessário desligar o banco de capacitores de 7,2 MVar localizado na SE “Campo Grande Almoxarifado”, vista na Figura 5.8.

Com essa providência, a tensão na barra 1078 cai para 1,014 p.u., crescendo novamente com o incremento da potência gerada, chegando a 1,051 p.u., quando a potência máxima de 15 MW é gerada.

A Tabela 5.9 mostra ainda que não há problemas de nível de tensão no caso de rejeição da geração.

O fluxo de potência do transformador 138/13,8 kV colocado entre as barras 1891 e 1801 atinge, nesta simulação, o valor zero quando a potência gerada é de 8,3 MW, situação na qual a potência gerada se iguala à da carga. No transformador de 13,8/34,5 kV as potências de geração e carga na barra se igualam com a potência gerada de 5,2 MW. Para potências geradas acima destes valores, os fluxos de potência se invertem nos respectivos transformadores.

Observa-se também que as perdas diminuem em cerca de 6% no sistema da Enersul, quando da geração em potência nominal (cai de 17,3 MW para 16,3 MW).

Novamente, com o auxílio da equação 2.1, $R = 38$ m e das outras grandezas e parâmetros do item 2.5.1, determinam-se as velocidades de vento apresentadas na Tabela 5.10, correspondentes aos valores de potência da Tabela 5.9.

Tabela 5.10 – Velocidades do vento correspondentes às potências de geração utilizadas na Tabela 5.9.

Velocidade do vento (m/s)	Potência de uma máquina (kVA)	Potência total (quinze máquinas) (kVA)
6,6	166,7	2500
7,7	266,7	4000
8,3	333,3	5000
10,5	666,7	10000
12,0	1000	15000

5.4.2 Simulação de curto-circuito

Para esta simulação, os dados de cada gerador e transformador foram os mesmos usados no estudo de caso de Naviraí.

Aqui, porém, os geradores são ligados diretamente à barra da Subestação Campo Grande Industrial de 34,5 kV. Neste caso, a barra de geração é a própria barra da subestação.

A Figura 5.11 mostra o esquema elétrico adotado para a simulação de curto-circuito. Cada gerador tem sua barra, numeradas de 01 a 15. Por simplicidade, foram apresentados na figura apenas os geradores 01 e 15.

A “barra 5358” corresponde ao secundário do trafo de 13,8/34,5 kV, na Subestação Campo Grande Industrial. Ela é a barra de geração, que na simulação de regime permanente foi chamada de barra 1807 (Tabela 5.9).

CAMPO GRANDE INDUSTRIAL

Figura 5.11 – Esquema elétrico adotado para a simulação de curto-circuito em Campo Grande.

Para a simulação, mais uma vez, os dados foram informados ao software em porcentagem e na base de 100 MVA, correspondendo a:

Gerador:

$$z_0 = z_1 = 1100 \% \text{ (Base 100 MVA).}$$

Transformador:

$$z_0 = z_1 = 400 \% \text{ (Base 100 MVA).}$$

As simulações do estudo de caso em Campo Grande indicaram os seguintes resultados:

1) Curto-circuito no gerador (resultado idêntico para os quinze geradores):

$$S_{3f} = 30,5 (-90,0^0) \text{ MVA}$$

$$S_{ft} = 17,1 (-90,0^0) \text{ MVA}$$

2) Curto-circuito na barra 5358 da Subestação (barra 1807 da Tabela 5.9):

$$S_{3f} = 156,1 (-89,8^0) \text{ MVA}$$

$$S_{ft} = 200,1 (-89,8^0) \text{ MVA}$$

A simulação indicou um expressivo aumento na potência de curto-circuito na SE Campo Grande Industrial (barra 1807 da Tabela 5.9) que sem a adição dos geradores eólicos era:

$$S_{3f} = 51,7 \text{ MVA}$$

$$S_{ft} = 59,2 \text{ MVA}$$

Os resultados indicaram um nível de curto-circuito adequado, verificando-se que, mesmo com o grande aumento da potência de curto-circuito na Subestação, não há necessidade de troca de equipamentos de proteção em qualquer ponto da rede da Enersul.

Um “set” de impressão dos principais resultados da simulação se encontra no Anexo 2 (A2.2 – Estudo de caso 2 – Aplicação de 15 MVA em Campo Grande). Nele, a nomenclatura das barras é 1 a 15 e 5358, como na Figura 5.11.

Capítulo 6

CONCLUSÕES E CONSIDERAÇÕES FINAIS

Não há dúvida que a geração de energia elétrica no Brasil e no mundo passam por um momento de crise.

Além do crescimento demográfico natural da população mundial, o aumento das necessidades da “vida moderna” cada vez mais exige, a título do conforto, o constante crescimento do consumo de energia “per-capta”.

Por outro lado, as fontes de energia “tradicionais” vão paulatinamente se esgotando. Os grandes e médios aproveitamentos hidrelétricos, em quase sua totalidade, ou já foram explorados ou têm custo econômico, social e/ou ambiental muito alto. O fim do estoque mundial de petróleo é estimado ainda para este século. A população mundial rejeita a disseminação de usinas atômicas.

Neste cenário as “fontes alternativas” renováveis de energia surgem como a provável solução do problema. Dentre elas, a eólica certamente terá maior crescimento na matriz energética mundial, tanto pelo custo, como pelo potencial de grande quantidade de geração de energia.

O Anexo 1 mostra que já há grande interesse pela geração eólica no Brasil.

Os próximos anos verão, com absoluta certeza, o crescimento da geração de energia elétrica eólica no Brasil e no mundo com investimentos em pesquisa e instalações.

A energia eólica é limpa, renovável, não emite gases poluentes ou aquecedores do meio ambiente e ainda conta com combustível fornecido gratuitamente pela natureza. Esses atributos são raros entre as novas alternativas de geração de energia.

Em 2002 foi a fonte de energia elétrica que mais cresceu percentualmente, chegando já a 30% ao ano [38].

Em meados de 2003, a Terra já contava com mais de 31.000 MW de potência eólica instalados, o que permite que se deixe de inserir anualmente mais de 200 milhões de toneladas de dióxido de carbono em sua superfície, caso esta energia fosse gerada por térmicas [38].

O século 21 ainda verá muita energia elétrica ser gerada em usinas térmicas. O próximo século será com certeza o de não emissão de gases poluentes ou aquecedores na atmosfera de nosso planeta.

Para atingir esses objetivos, o desenvolvimento tecnológico é fundamental. Dele depende a qualidade da energia gerada a partir de fonte eólica.

A geração de energia elétrica a partir de turbina eólica deve ser concebida a partir de uma máquina assíncrona, uma vez que há constante variação do torque fornecido pelos ventos ao eixo do gerador.

A máquina assíncrona é pouco utilizada como gerador, principalmente para grandes fornecimentos de energia, uma vez que, neste caso, a geração de potência ativa necessita do consumo de potência reativa indutiva, que causa desperdício de energia e afundamento da tensão da rede.

Porém, com o auxílio da eletrônica de potência, pode-se dizer que, hoje, essa aplicação está viabilizada.

O conversor estático colocado entre a máquina e a rede é o dispositivo que por assim dizer, faz o “passe de mágica”, com vantagens.

A primeira delas é a de permitir geração de energia elétrica com o fator de potência desejado, dentro de limites, inclusive capacitivo. Esta característica o torna visto pelo sistema elétrico como um gerador síncrono podendo fornecer potência ativa e reativa (indutiva ou capacitiva) de acordo com a necessidade momentânea do sistema elétrico ao qual ele está acoplado.

Além disso, trabalhando com rotação variável, é possível obter:

- 1) Ótimo aproveitamento energético na faixa de potência proporcional ao cubo da velocidade do vento, procurando-se sempre trabalhar com

um valor de λ que faça o parâmetro C_p ser o maior possível para cada velocidade do vento;

- 2) Aproveitamento das rajadas de vento, através do aumento da rotação do eixo da turbina que, ou gera mais potência na faixa de potência proporcional ao cubo da velocidade do vento, ou proporciona mais energia cinética rotacional que em seguida pode ser transformada em energia elétrica gerada, na faixa de potência nominal do sistema, mantendo o sistema gerando potência nominal por um tempo extra, mesmo que a velocidade do vento caia abaixo da nominal;
- 3) Aumento da vida útil das partes mecânicas da turbina como eixo, caixa de redução, lâminas e torre, já que as constantes variações de torque (ou variações da velocidade do vento) são canalizadas para acelerações e desacelerações do eixo, sem causar estresse mecânico.

O que se procurou mostrar neste trabalho é que para se usufruir destas vantagens, não é necessário o emprego de um conversor duplo dimensionado para a potência nominal gerada pela máquina.

A máquina assíncrona com rotor bobinado em anéis, com conversor duplo de potência de cerca de 30% a 40% da potência nominal da máquina, permite uma variação na rotação na mesma proporção para cima e para baixo da rotação síncrona, suficientes para se atingir os objetivos com considerável economia.

Além disso, o fato do conversor estático ser de menor potência traz consigo a vantagem de reduzir a quantidade de harmônicos injetados na rede, uma vez que somente a potência do rotor flui pelo conversor.

Este trabalho procurou mostrar, de forma integrada, a conceituação da energia eólica, o detalhamento dos tipos e da forma de operação das turbinas eólicas, uma visão geral do estágio atual do uso e investimentos em geração de energia eólica no mundo e particularmente no Brasil e principalmente, o estudo da tecnologia mais avançada de transformação da energia cinética eólica para energia elétrica, qual seja, a aplicação do gerador assíncrono com rotor bobinado, conectado a um conversor estático duplo em ligação “back-to-back” com circuito CC intermediário, utilizando a técnica de modulação em largura de pulsos e Controle Vetorial.

Procurou-se discutir também as modificações técnicas necessárias, para geração de energia elétrica para cargas isoladas.

Apontou-se para a real economia atingida com o emprego da máquina assíncrona com rotor bobinado em anéis, através da comparação de preços do conjunto máquina-conversor para as alternativas de máquina com rotor em gaiola de esquilo e com rotor bobinado em anéis.

O estudo de caso realizado através da simulação da conexão de geração eólica na rede da ENERSUL SA, com análises de regime permanente e curto-circuito, em dois pontos distintos, o primeiro no interior do estado, na região de Naviraí (sudeste de MS) com 2 MVA e o segundo em Campo Grande, capital e região de maior carga no estado com 15 MVA, sítios considerados economicamente viáveis do ponto de vista de quantidade e regularidade de ventos, apresentou resultados bastante animadores e satisfatórios.

As simulações mostraram que é possível instalar geração de energia eólica no estado de Mato Grosso do Sul, na rede da Enersul, sem a necessidade de investimentos “externos” como rodovias de acesso, linhas de transmissão, FACTS, subestações ou substituição da proteção existente na rede, apontando ainda para a grande vantagem da instalação de geração distribuída em uma rede em atividade.

É possível que haja locais de instalação de fazendas eólicas ainda mais economicamente viáveis que os considerados neste trabalho, mas este tipo de estudo deverá fazer parte de trabalho futuro, quando de fato se decidir instalar geração de energia eólica no estado.

Assim, espera-se ter contribuído com o desenvolvimento da pesquisa associada à produção de energia elétrica, através do emprego de geração eólica.

A contribuição para os primeiros passos foi dada. Muito há a fazer em seqüência, tanto pelo autor, quanto por outros interessados no problema. As perspectivas para isso são animadoras.

Anexo 1

SITUAÇÃO ATUAL DA GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA EÓLICA NO BRASIL

As centrais elétricas eólicas em operação e planejadas, segundo dados da ANEEL colhidos em março de 2003, são apresentadas neste anexo.

Tabela A1.1 - Capacidade instalada de geração eólica no Brasil.

USINAS do tipo EOL em Operação					
Usina	Potência Outorgada (kW)	Potência Fiscalizada (kW)	Destino da Energia	Proprietário	Município
Eólica	75	75	SP	100% para Companhia Energética de Pernambuco	Fernando de Noronha - PE
Eólica de Prainha	10.000	10.000	PIE	100% para Wobben Wind Power Industria e Comércio Ltda	Aquiraz - CE
Eólica de Taíba	5.000	5.000	PIE	100% para Wobben Wind Power Industria e Comércio Ltda	São Gonçalo do Amarante - CE
Eólica-Elétrica Experimental do Morro do Camelinho	1.000	1.000	SP	100% para Companhia Energética de Minas Gerais	Gouveia - MG

Eólio - Elétrica de Palmas	2.500	2.500	PIE	100% para Centrais Eólicas do Paraná Ltda.	Palmas - PR
Eólica de Fernando de Noronha	275	225	PIE	100% para Centro Brasileiro de Energia Eólica - FADE/UFPE	Fernando de Noronha - PE
Mucuripe	2.400	2.400	PIE	100% para Wobben Wind Power Industria e Comércio Ltda	Fortaleza - CE
Eólica de Bom Jardim	600	600	PIE	100% para Parque Eólico de Santa Catarina Ltda	Bom Jardim da Serra - SC
Eólica Olinda	225	225	PIE	100% para Centro Brasileiro de Energia Eólica - FADE/UFPE	Olinda - PE
Total: 9 Usina(s)			Potência Total: 22.025 kW		

Legenda	
SP	Serviço Público
PIE	Produção Independente de Energia
APE	Autoprodução de Energia

Fonte: ANEEL.

A Tabela A1.1, mostra que em março de 2003, instalados no Brasil, existem tão somente pouco mais 22 MW de geração de energia elétrica eólica em 9 usinas.

A Tabela e Figura A1.2, mostra os tipos de empreendimentos outorgados pela ANEEL no período 1998 a 2002 para geração de energia elétrica.

Tabela e Figura A1.2 – Fontes de geração de energia elétrica outorgadas no Brasil entre 1998 e 2002, cuja construção ainda não se tenha iniciado em março de 2003.

Empreendimentos Outorgados entre 1998 e 2002
(não iniciaram sua construção)

Tipo	Quantidade	Potência Outorgada (kW)	%
CGH	37	24.319	0,09
EOL	87	6.052.100	22,43
PCH	153	2.468.213	9,15
SOL	1	20	0
UHE	29	5.990.600	22,20
UTE	88	12.447.037	46,13
Total	395	26.982.289	100

CGH	Central Geradora Hidrelétrica
EOL	Central Geradora Eolielétrica
PCH	Pequena Central Hidrelétrica
SOL	Central Geradora Solar Fotovoltaica
UHE	Usina Hidrelétrica de Energia
UTE	Usina Termelétrica de Energia
UTN	Usina Termonuclear

Dos empreendimentos já outorgados, 22,43% correspondem a geração de energia elétrica eólica, perfazendo um total de 87 novas instalações a serem construídas, só perdendo, em quantidade de potência a ser instalada, para as usinas termelétricas que hoje são impulsionadas pela importação de gás da Bolívia.

A Tabela A1.3 apresenta a localização das instalações que em breve estarão em construção no Brasil.

Tabela A1.3 – Instalações outorgadas de geração de energia elétrica eólica.

USINAS do tipo EOL em Outorga				
Usina	Potência Outorgada (kW)	Destino da Energia	Proprietário	Município
Parque Eólico de Beberibe	25.000	PIE	100% para Fuhrmet Energy Brasil Ltda	Beberibe - CE
Quintanilha Machado I	135.000	PIE	100% para SIIF Énergies do Brasil Ltda	Arraial do Cabo - RJ
Quintanilha Machado II	39.600	PIE	100% para SIIF Énergies do Brasil Ltda	Arraial do Cabo - RJ
CE 7 - Icapuí	29.750	PIE	100% para Energias Renováveis do Brasil Ltda	Aracati - CE
BA 3 - Caetité	59.500	PIE	100% para Energias Renováveis do Brasil Ltda	Caetité - BA
RN 6 - Macacos	49.300	PIE	100% para Energias Renováveis do Brasil Ltda	João Câmara - RN
Maceió	235.800	PIE	100% para SIIF Énergies do Brasil Ltda	Itapipoca - CE
CE 4 - Lagoinha	49.300	PIE	100% para Energias Renováveis do Brasil Ltda	Paraipaba - CE Trairi - CE
RN 3 - Gameleira	49.300	PIE	100% para Energias Renováveis do Brasil Ltda	Touros - RN
Fazenda Nova	180.000	PIE	100% para SIIF Énergies do Brasil Ltda	Porto do Mangue - RN
Verdes Mares	158.400	PIE	100% para SIIF Énergies do Brasil Ltda	Tibau - RN
Redonda	300.600	PIE	100% para SIIF Énergies do Brasil Ltda	Icapuí - CE
PE 2 - Serra da Macambira	59.500	PIE	100% para Energias Renováveis do Brasil Ltda	Pesqueira - PE Poção - PE
Pecém	31.200	PIE	100% para SIIF Énergies do Brasil Ltda	Caucaia - CE
RN 20 - Serra do Mossoró	49.300	PIE	100% para Energias Renováveis do Brasil Ltda	Mossoró - RN
RN 1 - Mel	89.250	PIE	100% para Energias Renováveis do Brasil Ltda	Areia Branca - RN
RN 15 - Rio do Fogo	49.300	PIE	100% para Energias Renováveis do Brasil Ltda	Rio do Fogo - RN

RN 4 - Pititinga	149.600	PIE	100% para Energias Renováveis do Brasil Ltda	Maxaranguape - RN
CE 11 - Camocim	249.900	PIE	100% para Energias Renováveis do Brasil Ltda	Camocim - CE
CE 10 - Acaraú	49.300	PIE	100% para Energias Renováveis do Brasil Ltda	Acaraú - CE
RN 14 - São Bento do Norte	59.500	PIE	100% para Energias Renováveis do Brasil Ltda	São Bento do Norte - RN
RN 11 - Guamaré Fases I e II	249.900	PIE	100% para Energias Renováveis do Brasil Ltda	Guamaré - RN Macau - RN
Pecém	46.000	PIE	100% para Fuhrlander Energia Brasil Ltda	São Gonçalo do Amarante - CE
RN 10 - Três Irmãos	59.500	PIE	100% para Energias Renováveis do Brasil Ltda	São Bento do Norte - RN
Praia do Morgado	79.200	PIE	100% para Eletrowind S/A	Acaraú - CE
Volta do Rio	42.000	PIE	100% para Eletrowind S/A	Acaraú - CE
Pecém	25.200	PIE	100% para Eletrowind S/A	Caucaia - CE
Alegria II	100.800	PIE	100% para New Energy Options Ltda	Guamaré - RN
Alegria I	51.000	PIE	100% para New Energy Options Ltda	Guamaré - RN
PE 3 - Poção	59.500	PIE	100% para Energias Renováveis do Brasil Ltda	Poção - PE
PE 1 - Marcolândia	59.500	PIE	100% para Energias Renováveis do Brasil Ltda	Araripina - PE
RN 19 - Juremal	59.500	PIE	100% para Energias Renováveis do Brasil Ltda	Baraúna - RN
CE 3 - Boca do Poço	79.900	PIE	100% para Energias Renováveis do Brasil Ltda	Limoeiro do Norte - CE
RN 17 - Serra de Santana	99.450	PIE	100% para Energias Renováveis do Brasil Ltda	Lagoa Nova - RN
PE 5 - Serra do Pau D'Arco	59.500	PIE	100% para Energias Renováveis do Brasil Ltda	Arcoverde - PE
Pirauá	9.900	PIE	100% para Cooperativa de Energia Comunicação e Desenvolvimento do Vale do Sirigi Ltda	Macaparana - PE
Fábrica da Wobben Windpower no Pecém	600	PIE	100% para Wobben Wind Power Industria e Comércio Ltda	Caucaia - CE
Parque Eólico Ponta do Mel	50.400	PIE	100% para Compinvest Mercosul - Companhia de Investimentos e Participações do Mercosul S/A	Areia Branca - RN

Fortim	93.600	PIE	100% para SIIF Énergies do Brasil Ltda	Aracati - CE
Gameleira	27.000	PIE	100% para SIIF Énergies do Brasil Ltda	São Gonçalo do Amarante - CE
Bom Jesus	55.800	PIE	100% para SIIF Énergies do Brasil Ltda	Aracati - CE
Paraíso Farol	102.000	PIE	100% para Energias Renováveis do Brasil Ltda	Touros - RN
Foz do Rio Choró	25.200	PIE	100% para SIIF Énergies do Brasil Ltda	Beberibe - CE
Praia Formosa	104.400	PIE	100% para SIIF Énergies do Brasil Ltda	Camocim - CE
Eólica Canoa Quebrada	10.500	PIE	100% para Rosa dos Ventos Ltda	Aracati - CE
Lagoa do Mato	27.000	PIE	100% para Rosa dos Ventos Ltda	Aracati - CE
Parque Eólico do Horizonte	4.800	APE	100% para Central Nacional de Energia Eólica Ltda	Água Doce - SC
Eólica Fazenda Brígida	30.600	PIE	100% para Eletrowind S/A	Jandaíra - BA
Eólica Icaraizinho	54.000	PIE	100% para SIIF Énergies do Brasil Ltda	Amontada - CE
Parque Eólico Elebrás Mostardas I	81.000	PIE	100% para Elebrás Projetos Ltda	Mostardas - RS Palmares do Sul - RS
Parque Eólico Elebrás Santa Vitória do Palmar I	126.000	PIE	100% para Elebrás Projetos Ltda	Santa Vitória do Palmar - RS
Eólica Água das Dunas	43.200	PIE	100% para SIIF Énergies do Brasil Ltda	Extremoz - RN

Eólica Jericoacoara	100.800	PIE	100% para SIIF Énergies do Brasil Ltda	Jijoca de Jericoacoara - CE
Eólica Santa Izabel	198.000	PIE	100% para SIIF Énergies do Brasil Ltda	Galinhas - RN
Eólica Paracuru	23.400	PIE	100% para SIIF Énergies do Brasil Ltda	Paracuru - CE
Parque Eólico Elebrás Cidreira I	72.000	PIE	100% para Elebrás Projetos Ltda	Cidreira - RS
Eólica Abaís	17.100	PIE	100% para Eletrowind S/A	Estância - SE
Eólica Ariós	16.200	PIE	100% para Eletrowind S/A	Beberibe - CE
Eólica Praias de Parajuru	28.800	PIE	100% para Eletrowind S/A	Beberibe - CE

Gargaú	40.000	PIE	100% para SeaWest do Brasil Ltda	São Francisco de Itabapoana - RJ
Pedra do Sal	100.000	PIE	100% para SeaWest do Brasil Ltda	Parnaíba - PI
Parque Eólico Livramento	149.600	PIE	100% para Gamesa Serviços Brasil Ltda	Santana do Livramento - RS
Parque Eólico Jaguarão	50.150	PIE	100% para Gamesa Serviços Brasil Ltda	Jaguarão - RS
Parque Eólico Serra dos Antunes	98.600	PIE	100% para Gamesa Serviços Brasil Ltda	Piratini - RS
Parque Eólico Tainhas	99.450	PIE	100% para Gamesa Serviços Brasil Ltda	São Francisco de Paula - RS
Parque Eólico Jiribatu	85.000	PIE	100% para Gamesa Serviços Brasil Ltda	Santa Vitória do Palmar - RS
Parque Eólico Cassino	80.750	PIE	100% para Gamesa Serviços Brasil Ltda	Rio Grande - RS
Parque Eólico Enacel	36.000	PIE	100% para Energias Alternativas do Ceará Ltda	Aracati - CE
Macau	3.000	APE	100% para Petróleo Brasileiro S/A.	Macau - RN
Canoa Quebrada	78.000	PIE	100% para Ventos Energia e Tecnologia Ltda	Aracati - CE
Eólica Água Doce	9.000	PIE	100% para Parque Eólico de Santa Catarina Ltda	Água Doce - SC
Parque Eólico de Osório	50.000	PIE	100% para Elecnor do Brasil Ltda	Osório - RS
Parque Eólico Sangradouro	50.000	PIE	100% para Elecnor do Brasil Ltda	Osório - RS

Praia do Arrombado	23.400	PIE	100% para Eletrowind S/A	Luís Correia - PI
Parque Eólico de Palmares	50.000	PIE	100% para Elecnor do Brasil Ltda	Palmares do Sul - RS
Vale da Esperança	29.700	PIE	100% para Eletrowind S/A	Touros - RN
Taíba Águia	35.000	PIE	100% para Ventos Energia e Tecnologia Ltda	São Gonçalo do Amarante - RN
Taíba Albatroz	15.000	PIE	100% para Ventos Energia e Tecnologia Ltda	São Gonçalo do Amarante - CE
Parque Eólico dos Índios	50.000	PIE	100% para Elecnor do Brasil Ltda	Osório - RS
Parque Eólico Tainhas I	15.000	PIE	100% para Energia Regenerativa Brasil Ltda	São Francisco de Paula - RS

Parque Eólico Farol da Solidão I	50.000	PIE	100% para Energia Regenerativa Brasil Ltda	Mostardas - RS
Parque Eólico Marmeleiro I	50.000	PIE	100% para Energia Regenerativa Brasil Ltda	Santa Vitória do Palmar - RS
Bons Ventos	50.000	PIE	100% para Servtec Energia Ltda	Aracati - CE
RN 21 Parque Eólico Salinas	180.200	PIE	100% para Energias Renováveis do Brasil Ltda	Galinhos - RN
Usina Eólica de Laguna	3.000	PIE	100% para Parque Eólico de Santa Catarina Ltda	Laguna - SC
Eólica Crispim	60.000	PIE	100% para Guascor Empreendimentos Energéticos Ltda	Marapanim - PA
Santa Marta	39.600	PIE	100% para Empresa Energética Santa Marta Ltda	Laguna - SC
Total: 87 Usina(s)			Potência Total: 6.052.100 kW	

Legenda	
SP	Serviço Público
PIE	Produção Independente de Energia
APE	Autoprodução de Energia

Os números revelados pela Tabela A1.3 são expressivos. Das instalações relacionadas, 4 são de potência acima de 200.000 kW.

Observe-se ainda que, considerando o preço total estimado para um gerador de 1 MW como sendo de US\$ 1'000.000,00, incluindo parte civil, cria-se a expectativa de investimento no Brasil, em energia eólica, de cerca de US\$ 6 bilhões, que deverão agregar à nossa matriz energética quase o mesmo tanto de potência elétrica instalada que a parte brasileira da Usina de Itaipu, que é de 6'300.000 kW.

Anexo 2

RESULTADOS DA SIMULAÇÃO DE ENSAIOS DE CURTO-CIRCUITO NA REDE DA ENERSUL

A2.1 Estudo de caso 1 – Aplicação de 2 MVA em Naviraí

```

1PAG.      1  03/02/*4  13/28/49  CC - VERSAO JUN/95-MICRO          L I S T A G E M
D O S      D A D O S      D E      E N T R A D A

-CC06 -      FOI LIDO O CASO = CCCT2004.hst
0            DE TITULO =          L I S T A G E M      D O S      D A D O S      D E      E
N T R A D A
-ESTATISTICA DA CONFIGURACAO DO CASO LIDO
-
                                                    ATUAL      MAXIMO

                                NUMERO DE BARRAS :          300      3000

                                NUMERO DE RAMOS :           514      5000

                                NUMERO DE ACOPLAMENTOS MUTUOS :          28      2000

                                NUMERO DE CIRCUITOS COM ACOPLAMENTO MUTUO :          35      1500

                                NUMERO DE GRUPOS DE CIRCUITOS MUTUAMENTE ACOPLADOS :          13      500

                                NUMERO DE ELEMENTOS NAS MATRIZES DE ACOPLAMENTO MUTUO :          107      8000

-COMENTARIO INCLUIDO          6          GERACAO EOLICA 2 MVA 13.8 KV
NAVIRAI

1PAG.      2  03/02/*4  13/28/49  CC - VERSAO JUN/95-MICRO  CONFIGURACAO ENERSUL 2004

OATUALIZACOES EM BARRAS
0            MEIO-DE
      B A R R A      -TRAFO MODULO ANGULO AREA SITUACAO      OPERACAO      VALOR
M E N S A G E M          REG.

      _____      _____      _____      _____      _____      _____      _____
8      1 GERADOR1 06      0      1.000      .0      0      E
+
9      2 GERADOR2 06      0      1.000      .0      0      E      INCLUIDA
+
10     3 BARTRAFO 13      0      1.000      .0      0      E      INCLUIDA
+
11                                     INCLUIDA
1PAG.      3  03/02/*4  13/28/49  CC - VERSAO JUN/95-MICRO  CONFIGURACAO ENERSUL 2004

OATUALIZACOES EM RAMOS (LINHAS OU TRANSFORMADORES)

```

0	R A M O				R1	X1	R0	X0	NOME	AREA	OPERACAO	VALOR
M E N S A G E M					REG.							
+												
<hr/>												
9206	3	1			33.80	47.39	53.68	211.14			0	
13												
+												
3	1	1			.00	400.00	9999.99	9999.99			0	INCLUIDO
14												
+												
3	0	1			9999.99	9999.99	.00	400.00			0	INCLUIDO
15												
+												
3	2	2			.00	400.00	9999.99	9999.99			0	INCLUIDO
16												
+												
3	0	2			9999.99	9999.99	.00	400.00			0	INCLUIDO
17												
+												
1	0	3			.00	1100.00	9999.99	1100.00			0	INCLUIDO
18												
+												
2	0	3			.00	1100.00	9999.99	1100.00			0	INCLUIDO
19												
+												
											INCLUIDO	
1PAG.	4	03/02/*4	13/28/49	CC - VERSAO JUN/95-MICRO						CONFIGURACAO ENERSUL 2004		
 OBARRAS A SIMULAR CURTO-CIRCUITO												
0					CONTRIBUICOES	 CONTINGENCIAS A SIMULAR						
B	A	R	R	A	VIZINHANCA	NUM.	 RAMOS A SIMULAR A SAIDA					VALOR
M E N S A G E M					REG.							
+												
<hr/>												
1	GERADOR1 06											
22												
+												
2	GERADOR2 06											
23												
+												
3	BARTRAFO 13											
24												
+												
9206	NAVIRAI 13											
25												
+												
1PAG.	5	03/02/*4	13/28/49	CC - VERSAO JUN/95-MICRO						CONFIGURACAO ENERSUL 2004		
 -ESTATISTICA DA CONFIGURACAO A SIMULAR CURTO-CIRCUITO												
										ATUAL	MAXIMO	
NUMERO DE BARRAS :										303	3000	
NUMERO DE RAMOS :										521	5000	
NUMERO DE ACOPLAMENTOS MUTUOS :										28	2000	
NUMERO DE CIRCUITOS COM ACOPLAMENTO MUTUO :										35	1500	
NUMERO DE GRUPOS DE CIRCUITOS MUTUAMENTE ACOPLADOS :										13	500	
NUMERO DE ELEMENTOS NAS MATRIZES DE ACOPLAMENTO MUTUO :										107	8000	
 9604(ROC 34) NAO TEM LIGACAO COM A REFERENCIA												
9605(COG 34) NAO TEM LIGACAO COM A REFERENCIA												
9610(ROC 13) TEM APENAS UM RAMO CONECTADO												
1PAG.	6	03/02/*4	13/28/49	CC - VERSAO JUN/95-MICRO						CONFIGURACAO ENERSUL 2004		

							3
CURTO-CIRCUITO NA BARRA							3
(GERADOR1 06)							3
							3
X----- CC FT -----X³X---CC 3F---X³							3
							3
							3
(E1) (E0) POTENCIA³ POTENCIA³							3
PU PU MVA MVA							3
GRAUS GRAUS GRAUS GRAUS							3
							3
+ 1.000 1.000 .0 24.6 4.0699 *****							3
.0 -180.0 -90.0 -85.7 85.7 90.0							3
							3

							3
CURTO-CIRCUITO NA BARRA							3
(BARTRAFO 13)							3
							3
X----- CC FT -----X³X---CC 3F---X³							3
							3
							3
(E1) (E0) POTENCIA³ POTENCIA³							3
PU PU MVA MVA							3
GRAUS GRAUS GRAUS GRAUS							3
							3
+ .608 .218 54.4 46.1 2.1682 1.2008							3
1.5 -171.3 -77.2 -74.8 74.8 85.8							3
							3

							3
CURTO-CIRCUITO NA BARRA							3
(NAVIRAI 13)							3
							3
X----- CC FT -----X³X---CC 3F---X³							3
							3
							3
(E1) (E0) POTENCIA³ POTENCIA³							3
PU PU MVA MVA							3
GRAUS GRAUS GRAUS GRAUS							3
							3
+ .576 .154 67.9 53.3 1.8753 .6819							3
1.5 -168.9 -77.7 -75.7 75.7 88.8							3
							3
1PAG. 14 03/02/*4 13/28/49 CC - VERSAO JUN/95-MICRO CONFIGURACAO ENERSUL 2004							3

A2.2 Estudo de caso 2 – Aplicação de 15 MVA em Campo Grande

1PAG. 1 03/01/*4 09/02/36 CC - VERSAO JUN/95-MICRO L I S T A G E M
D O S D A D O S D E E N T R A D A

-CC06 - FOI LIDO O CASO = CCCT2004.hst
0 DE TITULO = L I S T A G E M D O S D A D O S D E E
N T R A D A
-ESTATISTICA DA CONFIGURACAO DO CASO LIDO

	ATUAL	MAXIMO
NUMERO DE BARRAS :	300	3000
NUMERO DE RAMOS :	514	5000
NUMERO DE ACOPLAMENTOS MUTUOS :	28	2000
NUMERO DE CIRCUITOS COM ACOPLAMENTO MUTUO :	35	1500
NUMERO DE GRUPOS DE CIRCUITOS MUTUAMENTE ACOPLADOS :	13	500
NUMERO DE ELEMENTOS NAS MATRIZES DE ACOPLAMENTO MUTUO :	107	8000

-COMENTARIO INCLUIDO 6 GERACAO EOLICA 15 MVA 34.5 KV CAMPO
GRANDE INDUSTRIAL

1PAG. 2 03/01/*4 09/02/36 CC - VERSAO JUN/95-MICRO CONFIGURACAO ENERSUL 2004

OATUALIZACOES EM BARRAS
0 MEIO-DE
B A R R A -TRAFO MODULO ANGULO AREA SITUACAO OPERACAO VALOR
M E N S A G E M REG.

8	1	GER 01	06	0	1.000	.0	0	E	
+									INCLUIDA
9	2	GER 02	06	0	1.000	.0	0	E	
+									INCLUIDA
10	3	GER 03	06	0	1.000	.0	0	E	
+									INCLUIDA
11	4	GER 04	06	0	1.000	.0	0	E	
+									INCLUIDA
12	5	GER 05	06	0	1.000	.0	0	E	
+									INCLUIDA
13	6	GER 06	06	0	1.000	.0	0	E	
+									INCLUIDA
14	7	GER 07	06	0	1.000	.0	0	E	
+									INCLUIDA
15	8	GER 08	06	0	1.000	.0	0	E	
+									INCLUIDA
16	9	GER 09	06	0	1.000	.0	0	E	
+									INCLUIDA
17	10	GER 10	06	0	1.000	.0	0	E	
+									INCLUIDA

18	11	GER	11	06	0	1.000	.0	0	E	
+										INCLUIDA
19	12	GER	12	06	0	1.000	.0	0	E	
+										INCLUIDA
20	13	GER	13	06	0	1.000	.0	0	E	
+										INCLUIDA
21	14	GER	14	06	0	1.000	.0	0	E	
+										INCLUIDA
22	15	GER	15	06	0	1.000	.0	0	E	
+										INCLUIDA
1PAG. 3 03/01/*4 09/02/36 CC - VERSAO JUN/95-MICRO CONFIGURACAO ENERSUL 2004										

0 ATUALIZACOES EM RAMOS (LINHAS OU TRANSFORMADORES)

0	R	A	M	O	R1	X1	R0	X0	NOME	AREA	OPERACAO	VALOR
M E N S A G E M					REG.							

+												
25	5358	1	16		.00	400.00	9999.99	9999.99			0	
+												INCLUIDO
26	5358	0	16	9999.99	9999.99		.00	400.00			0	
+												INCLUIDO
27	1	0	16		.00	1100.00		.00	1100.00		0	
+												INCLUIDO
28	5358	2	2		.00	400.00	9999.99	9999.99			0	
+												INCLUIDO
29	5358	0	2	9999.99	9999.99		.00	400.00			0	
+												INCLUIDO
30	2	0	2		.00	1100.00		.00	1100.00		0	
+												INCLUIDO
31	5358	3	3		.00	400.00	9999.99	9999.99			0	
+												INCLUIDO
32	5358	0	3	9999.99	9999.99		.00	400.00			0	
+												INCLUIDO
33	3	0	3		.00	1100.00		.00	1100.00		0	
+												INCLUIDO
34	5358	4	4		.00	400.00	9999.99	9999.99			0	
+												INCLUIDO
35	5358	0	4	9999.99	9999.99		.00	400.00			0	
+												INCLUIDO
36	4	0	4		.00	1100.00		.00	1100.00		0	
+												INCLUIDO
37	5358	5	5		.00	400.00	9999.99	9999.99			0	
+												INCLUIDO
38	5358	0	5	9999.99	9999.99		.00	400.00			0	
+												INCLUIDO
39	5	0	5		.00	1100.00		.00	1100.00		0	
+												INCLUIDO

5358	6	6	.00	400.00	9999.99	9999.99	0	
40								
+								INCLUIDO
5358	0	6	9999.99	9999.99	.00	400.00	0	
41								
+								INCLUIDO
6	0	6	.00	1100.00	.00	1100.00	0	
42								
+								INCLUIDO
5358	7	7	.00	400.00	9999.99	9999.99	0	
43								
+								INCLUIDO
5358	0	7	9999.99	9999.99	.00	400.00	0	
44								
+								INCLUIDO
7	0	7	.00	1100.00	.00	1100.00	0	
45								
+								INCLUIDO
5358	8	8	.00	400.00	9999.99	9999.99	0	
46								
+								INCLUIDO
5358	0	8	9999.99	9999.99	.00	400.00	0	
47								
+								INCLUIDO
8	0	8	.00	1100.00	.00	1100.00	0	
48								
+								INCLUIDO
5358	9	9	.00	400.00	9999.99	9999.99	0	
49								
+								INCLUIDO
5358	0	9	9999.99	9999.99	.00	400.00	0	
50								
+								INCLUIDO
9	0	9	.00	1100.00	.00	1100.00	0	
51								
+								INCLUIDO
5358	10	10	.00	400.00	9999.99	9999.99	0	
52								
+								INCLUIDO
5358	0	10	9999.99	9999.99	.00	400.00	0	
53								
+								INCLUIDO
10	0	10	.00	1100.00	.00	1100.00	0	
54								
+								INCLUIDO
5358	11	11	.00	400.00	9999.99	9999.99	0	
55								
+								INCLUIDO
5358	0	11	9999.99	9999.99	.00	400.00	0	
56								
+								INCLUIDO
11	0	11	.00	1100.00	.00	1100.00	0	
57								
+								INCLUIDO
5358	12	12	.00	400.00	9999.99	9999.99	0	
58								
+								INCLUIDO
5358	0	12	9999.99	9999.99	.00	400.00	0	
59								
+								INCLUIDO
12	0	12	.00	1100.00	.00	1100.00	0	
60								
+								INCLUIDO
5358	13	13	.00	400.00	9999.99	9999.99	0	
61								
+								INCLUIDO
5358	0	13	9999.99	9999.99	.00	400.00	0	
62								
+								INCLUIDO

13	0	13	.00	1100.00	.00	1100.00	0	
63								
+								INCLUIDO
5358	14	14	.00	400.00	9999.99	9999.99	0	
64								
+								INCLUIDO
5358	0	14	9999.99	9999.99	.00	400.00	0	
65								
+								INCLUIDO
14	0	14	.00	1100.00	.00	1100.00	0	
66								
+								INCLUIDO
5358	15	15	.00	400.00	9999.99	9999.99	0	
67								
+								INCLUIDO
5358	0	15	9999.99	9999.99	.00	400.00	0	
68								
+								INCLUIDO
15	0	15	.00	1100.00	.00	1100.00	0	
69								
+								INCLUIDO
1PAG.	4	03/01/*4	09/02/36	CC - VERSAO	JUN/95-MICRO	CONFIGURACAO	ENERSUL	2004

OBARRAS A SIMULAR CURTO-CIRCUITO
 0 CONTRIBUICOES CONTINGENCIAS A SIMULAR
 B A R R A VIZINHANCA NUM. RAMOS A SIMULAR A SAIDA VALOR
 M E N S A G E M REG.

+								
1	GER	01	06					
72								
+								
2	GER	02	06					
73								
+								
3	GER	03	06					
74								
+								
4	GER	04	06					
75								
+								
5	GER	05	06					
76								
+								
6	GER	06	06					
77								
+								
7	GER	07	06					
78								
+								
8	GER	08	06					
79								
+								
9	GER	09	06					
80								
+								
10	GER	10	06					
81								
+								
11	GER	11	06					
82								
+								
12	GER	12	06					
83								
+								
13	GER	13	06					
84								
+								

```

      14 GER 14    06
85
+
      15 GER 15    06
86
+
      5358 CGD      34
87
+
1PAG.      5  03/01/*4  09/02/36  CC - VERSAO JUN/95-MICRO  CONFIGURACAO ENERSUL 2004

```

-ESTATISTICA DA CONFIGURACAO A SIMULAR CURTO-CIRCUITO

	ATUAL	MAXIMO
NUMERO DE BARRAS :	315	3000
NUMERO DE RAMOS :	559	5000
NUMERO DE ACOPLAMENTOS MUTUOS :	28	2000
NUMERO DE CIRCUITOS COM ACOPLAMENTO MUTUO :	35	1500
NUMERO DE GRUPOS DE CIRCUITOS MUTUAMENTE ACOPLADOS :	13	500
NUMERO DE ELEMENTOS NAS MATRIZES DE ACOPLAMENTO MUTUO :	107	8000

```

          9604(ROC      34 ) NAO TEM LIGACAO COM A REFERENCIA
          9605(COG      34 ) NAO TEM LIGACAO COM A REFERENCIA
          9610(ROC      13 ) TEM APENAS UM RAMO CONECTADO
1PAG.      6  03/01/*4  09/02/36  CC - VERSAO JUN/95-MICRO  CONFIGURACAO ENERSUL 2004

```

CURTO-CIRCUITO NA BARRA (GER 01 06)										
X----- CC FT -----X ³ X---CC 3F---X ³ Z1 Z0										
(E1)	(E0)	POTENCIA ³	POTENCIA ³							
PU	PU	MVA	MVA			PU	PU			
GRAUS	GRAUS	GRAUS	GRAUS			GRAUS	GRAUS			
.813	.627	17.1	30.5			3.2778	11.0000			
.0	-180.0	-90.0	-90.0			90.0	90.0			
... (2I1+I0) ... (3 I0) ...										
MVA	GRAUS	MVA	GRAUS	POTENCIA ³	X--- BARRA P ---X X---	BARRA Q ---X CIRC				
				MVA	GRAUS ³ NUM.	N O M E	NUM.	N O M E		
9.1	-90.0	17.1	-90.0	9.1	-90.0 ³	1 GER 01	06	0 REFERENCIA	16	
8.0	-90.0	.0	.0 ³	21.4	-90.0 ³	1 GER 01	06	5358 CGD 34	16	
.0	.0	.0	.0 ³	.0	.0 ³ 5358	CGD	34	0 REFERENCIA	1	
.0	.0	.0	.0 ³	.0	.0 ³ 5358	CGD	34	0 REFERENCIA	2	
.0	.0	.0	.0 ³	.0	.0 ³ 5358	CGD	34	0 REFERENCIA	3	
.0	.0	.0	.0 ³	.0	.0 ³ 5358	CGD	34	0 REFERENCIA	4	
.0	.0	.0	.0 ³	.0	.0 ³ 5358	CGD	34	0 REFERENCIA	5	
.0	.0	.0	.0 ³	.0	.0 ³ 5358	CGD	34	0 REFERENCIA	6	
.0	.0	.0	.0 ³	.0	.0 ³ 5358	CGD	34	0 REFERENCIA	7	
.0	.0	.0	.0 ³	.0	.0 ³ 5358	CGD	34	0 REFERENCIA	8	
.0	.0	.0	.0 ³	.0	.0 ³ 5358	CGD	34	0 REFERENCIA	9	
.0	.0	.0	.0 ³	.0	.0 ³ 5358	CGD	34	0 REFERENCIA	10	
.0	.0	.0	.0 ³	.0	.0 ³ 5358	CGD	34	0 REFERENCIA	11	
.0	.0	.0	.0 ³	.0	.0 ³ 5358	CGD	34	0 REFERENCIA	12	
.0	.0	.0	.0 ³	.0	.0 ³ 5358	CGD	34	0 REFERENCIA	13	
.0	.0	.0	.0 ³	.0	.0 ³ 5358	CGD	34	0 REFERENCIA	14	
.0	.0	.0	.0 ³	.0	.0 ³ 5358	CGD	34	0 REFERENCIA	15	

```

.0      .0      .0      .0³      .0      .0³5358 CGD      34      0 REFERENCIA      16³

CURTO-CIRCUITO COM A  +-5358---X---+          +-9600-----+ ³³ CURTO-CIRCUITO NO
+-5358-----+          +-9600-----+ ³
SAIDA DO RAMO          (CGD      34 ) /---1---/ (TER      34 ) ³³ FINAL DO RAMO
(CGD      34 ) ----1---X (TER      34 ) ³
+-----+          +-----+ ³³
+-----+          +-----+ ³
³
³ X----- CC FT -----X³X---CC 3F---X³      Z1      Z0 ³³      Z1      Z0
³X----- CC FT -----X³X---CC 3F---X³
³
³      ³
³      (E1)      (E0)      POTENCIA³      POTENCIA ³      ³³      ³
(E1)      (E0)      POTENCIA³      POTENCIA ³
PU      PU      PU      MVA ³      MVA ³      PU      PU ³³      PU      PU ³
PU      GRAUS      GRAUS      GRAUS ³      GRAUS ³      GRAUS      GRAUS ³³      GRAUS      GRAUS ³
GRAUS      GRAUS      GRAUS ³      GRAUS ³
³
.573      .146      200.1 ³      156.1 ³      .6406      .2182³³      1.3013      3.0565³
.891      .039      53.1 ³      76.8 ³
.0      -179.8      -89.8 ³      -89.8 ³      89.8      90.0 ³³      69.9      77.5 ³
-2.0      -164.0      -74.0 ³      -69.9 ³

```

REFERÊNCIAS

- [01] BRASIL, MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA – SECRETARIA DE ENERGIA. **Balanço Energético Nacional**. Brasília: MME, 2001.
- [02] REIS, L.B., SILVEIRA S. **Energia Elétrica para o Desenvolvimento Sustentável**. 2.ed. São Paulo: Edusp, 2001.
- [03] FARRET, F. A. **Aproveitamento de Pequenas Fontes de Energia Elétrica**. Santa Maria: Editora UFSM, 1999
- [04] BOYLE, G. **Renewable Energy** – Power for a Sustainable Future. Oxford: Oxford University, 1996
- [05] RÜNCOS, F. **Gerador Eólico**. Santa Catarina: UFSC, 2000. Disponível em: <http://www.ufsc.br/WMADMNI\DAT\DEPTO\FREDEMAR\MATDA\Texto\Trgere1.doc> 04/02/00
- [06] MACHADO, R. Q., MARRA E. G., POMILIO J. A. Electronic Controlled Bi-Directional Controller of Induction Generator Connected to a Single-Phase Grid. In: CONGRESSO BRASILEIRO DE ELETRÔNICA DE POTÊNCIA, 6., Local do evento, 2001. **COPEP 2001**: Anais. Local da editora: editora, 2001. v 2, p.717-722.
- [07] KNOX, R. **New Renewable Energy Sources** – Technical Realities and Commercial Opportunities. Chichester, West Sussex: MDIS House, 1993.
- [08] EUREC Agency. **The Future for Renewable Energy**. London: EUREC Agency, 1996.
- [09] ACIOLI J. L. **Fontes de Energia**. Brasília: Editora UnB, 1993.
- [10] MOREIRA D. Os Ventos da Crise Energizam o Estado. **Revista Gazeta Mercantil – Balanço Anual**. Ceará, v.7, n. 7, p. 44-46, Agosto 2001

-
- [11] GUEY-LEE L. **Forces Behind Wind Power.** EIA. http://www.eia.doe.gov/cneaf/solar.renewables/rea_issues/wind.html
- [12] NOVAK P., EKELUND T., JOVIK I., SCHMIDT-BAUER B. **Modeling and Control of Variable-Speed Wind-Turbine Drive-System Dynamics.** *IEEE Control Systems Society*, p.28-38, ago 1995
- [13] ABDIN E.S. **Digital Output Controller Design for a Wind-Induction Generator Conversion Scheme.** *IEEE*, p. 1439-1444, 2000
- [14] LEONHARD W. **Control of Electrical Drives.** Berlin: Springer-Verlag, Corrected 2nd Printing, 1990
- [15] BOSE B. K. **Power Electronics and AC Drives.** New Jersey: Prentice-Hall, 1986
- [16] BOSE B. K. **Fuzzy Logic and Neural Networks.** *IEEE Industry Applications Magazine*. P. 57-63, May/June 2000
- [17] SIMÕES M. G., BOSE B. K., SPIEGEL R. J. **Fuzzy Logic Based Intelligent Control of a Variable Speed Cage Machine Wind Generation System.** *IEEE Transactions on Power Electronics*, Vol. 12, No. 1, p. 87-95, Jan 1997
- [18] SIMÕES M. G., BOSE B. K., SPIEGEL R. J. **Design and Performance Evaluation of a Fuzzy Logic Based Variable Speed Wind Generation System.** *IEEE*, p. 349-356, 1996
- [19] HILLOOWALA R. M., SHARAF A.M. **A Rule-Based Fuzzy Logic Controller for a PWM Inverter in a Stand Alone Wind Energy Conversion Scheme.** *IEEE Transactions on Industry Applications*, Vol. 32, No. 1, p. 57-65, Jan/Feb 1996
- [20] VIANA S. **Que Ventos.** *Revista Lumière*. p. 62-64. Mai/2001
- [21] PONTES A. **Grupos Internacionais Acompanham o Vento** *Revista Gazeta Mercantil – Balanço Anual – Nordeste*. p. 56, ano I – No. 1 – Setembro 2001

- [22] DUNN P. **Renewable Energies**. London: Peter Peregrinus Ltd., 1986
- [23] **Atlas Eólico do Brasil**
[http://www.cresesb.cepel.br/atlas_eolico_brasil/mapa\(2\).pdf](http://www.cresesb.cepel.br/atlas_eolico_brasil/mapa(2).pdf)
- [24] **Energia Eólica Princípios e Aplicações - Tutorial CRESESB**
http://www.cresesb.cepel.br/tutorial/tutorial_eolica.pdf
- [25] SHAW I.S., SIMÕES M. G **Controle e Modelagem Fuzzy**. São Paulo: Editora Edgard Blücher Ltda., 1999
- [26] FITZGERALD A. E., KINGSLEY JR. C. **Electric Machinery**. Tokyo: McGraw-Hill Book Company Inc, Second Edition, 1961
- [27] ROGRÍGUEZ-AMENEDO J. L. **Automatic Generation Control of a Wind Farm UIT Variable Speed Wind Turbines**. *IEEE Transactions on Energy Conversion*, Vol. 17, No. 2, June 2002, pp 279-284
- [28] HOPFENSBERGER B., ATKINSON D.J., LAKIN R.A. **Stator-flux-oriented control of a doubly-fed induction machine with and without position encoder**. *IEE Proc.-Electr. Power Appl.*, Vol.147, No. 4, July 2000, pp 241-250
- [29] HOPFENSBERGER B., ATKINSON D.J., LAKIN R.A. **Stator flux oriented control of a cascaded doubly-fed induction machine**. *IEE Proc.-Electr. Power Appl.*, Vol.146, No. 6, November 1999, pp 597-605
- [30] HOPFENSBERGER B., ATKINSON D.J., LAKIN R.A. **The application of field oriented control to a cascaded doubly-fed induction machine**. *Power Electronics and Variable Speed Drives*, 18-19, September 2000, pp 262-267
- [31] PEÑA R., CLARE J. C., ASHER G. M. **A doubly fed induction generator using back-to-back PWM converters supplying an isolated load from a variable speed wind turbine**. *IEE Proc.-Electr. Power Appl.*, Vol.143, No. 5, September 1996, pp 380-387

- [32] PEÑA R. S., CLARE J. C., ASHER G. M. **Doubly fed induction generator using back-to-back PWM converters and its application to variable-speed wind-energy generation.** *IEE Proc.-Electr. Power Appl.*, Vol.143, No. 3, May 1996, pp 231-241
- [33] PEÑA R. S., CÁRDENAS R., BLASCO R., ASHER G. M., CLARE J. C. **A cage induction generator using back-to-back PWM converters for variable speed grid connected wind energy system.** *IECON'01: The 27th Annual Conference of the IEEE Industrial Electronics Society*, pp 1376-1381
- [34] CÁRDENAS R., PEÑA R. S., ASHER G. M., CILIA J. **Sensorless Control of Induction Machines for Wind Energy Applications.** *IEEE*, 2002, pp 265-270
- [35] CHRISTIANSEN P., JORGENSEN K.K., SORENSEN A. G. **Grid connection and remote control for the Horns Rev 150 MW offshore wind farm in Denmark.** *Aalborg University*, 7th.December 2.000.
- [36] <http://www.wind-energie.de/englischer-teil/english.htm>
- [37] <http://www-tec.open.ac.uk/eeu/natta/renewonline/rol36/11.html>
- [38] <http://www.spectrum.ieee.org/WEBONLY/publicfeature/aug03/wind.html>
- [39] ALDABÓ R. **Energia Eólica.** São Paulo: Artliber Editora, 2002
- [40] KINDERMANN G. **Curto-Circuito.** Porto Alegre: Sagra Luzzatto, 2^a. Edição, 1997