

**UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO
ESCOLA DE ENGENHARIA DE SÃO CARLOS**

ALEXANDRE LUIZ TSUCHIDA

**ASPECTOS METODOLÓGICOS ACERCA DA
MODELAGEM DE TURBINAS EÓLICAS**

São Carlos
2012

ALEXANDRE LUIZ TSUCHIDA

**ASPECTOS METODOLÓGICOS
ACERCA DA MODELAGEM DE
TURBINAS EÓLICAS**

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado à
Escola de Engenharia de São Carlos, da
Universidade de São Paulo
Curso de Engenharia Elétrica com ênfase em
sistema de energia e automação

ORIENTADOR: Prof. Dr. Rogério Andrade Flauzino

São Carlos
2012

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

Ficha catalográfica preparada pela Seção de Tratamento
da Informação do Serviço de Biblioteca – EESC/USP

T882a Tsuchida, Alexandre Luiz
Aspectos metodológicos acerca da modelagem de turbinas eólicas / Alexandre Luiz Tsuchida. -- São Carlos, 2011.

Monografia (Graduação em Engenharia Elétrica com ênfase em Sistema de Energia e Automação) -- Escola de Engenharia de São Carlos da Universidade de São Paulo, 2012.

1. Aerogeradores. 2. Energia eólica. 3. Turbinas eólicas. 4. DFIG. I. Título.

FOLHA DE APROVAÇÃO

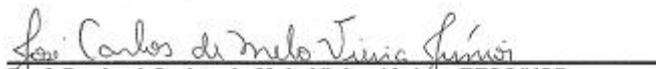
Nome: Alexandre Luiz Tsuchida

Título: "Aspectos Metodológicos Acerca da Modelagem de Turbinas Eólicas"

Trabalho de Conclusão de Curso defendido e aprovado
em 25 / 6 / 2012,

com NOTA 6,5 (Seis, cinco), pela comissão julgadora:


Prof. Dr. Rogério Andrade Flauzino (Orientador) - EESC/USP


Prof. Dr. José Carlos de Melo Vieira Júnior - EESC/USP


Prof. Dr. Marcelo Suetake - EESC/USP


Prof. Associado Homero Schiabel
Coordenador da CoC-Engenharia Elétrica
EESC/USP

AGRADECIMENTOS

Agradeço ao professor Rogério Andrade Flauzino, pelo suporte e orientação dada durante a realização desse trabalho.

Á toda a minha família e meus amigos, por todo apoio e incentivo antes e durante a graduação.

A todos os funcionários e professores do Departamento de Elétrica da EESC, que de alguma forma estiveram presentes contribuindo com todo meu processo de aprendizagem nesses anos de graduação na faculdade.

RESUMO

Atualmente avalia-se que a potência de geração de energia eólica brasileira é de aproximadamente 143 GW quando se consideram ventos a 50 metros de altura. Contudo, o Brasil conta com uma capacidade instalada de apenas 1509 MW, aproximadamente. Este cenário promissor da geração de energia eólica no Brasil e os crescentes investimentos nessa área, somado ao interesse particular em aprofundar os conhecimentos na área de geração de energia eólica, motivaram o desenvolvimento deste trabalho de conclusão de curso.

O desenvolvimento deste trabalho se dará por meio de pesquisas bibliográficas, para o estudo de modelagem de turbinas eólicas e de meios computacionais para simular algumas características de funcionamento das turbinas DFIG ligado a um sistema elétrico e verificar o seu comportamento quanto às variações na velocidade do vento e a alguns distúrbios elétricos que possam ocorrer na rede. Como resultado esperado para este Trabalho de Conclusão de curso almeja-se ter um encadeamento metodológico para a modelagem da geração eólica.

Palavras-chaves: aerogeradores, energia eólica, turbinas eólicas, DFIG.

ABSTRACT

Currently it is estimated that the capacity of Brazilian power generation based on wind power is about 143 GW, when considering winds at 50 meters above sea level. However, Brazil has an installed capacity of only 1509 MW, approximately. This promising scenario of wind energy generation in Brazil and the increasing investments in this area, coupled with particular interest in deepening knowledge in wind power generation have motivated the development of this study work.

The development of this work will be done by means of literature searches, to study wind turbine modeling and computational means to simulate operating characteristics of DFIG wind turbines connected to an electrical system and verify its behavior with respect to changes in wind speed and some electrical disturbances that may occur in the network.

As expected outcome for this monograph, we aim to have a thread of methodological aspects for modeling wind power generation systems.

Keywords: wind energy, wind turbines, DFIG.

Sumário

Capítulo 1.....	6
1.1 Introdução.....	6
1.2 Objetivos.....	8
1.3 Organização da monografia.....	8
Capítulo 2.....	9
2.1 Energia Eólica no Brasil.....	9
2.2 Energia Eólica no Mundo.....	21
2.2.1 Mercado Asiático.....	28
2.2.2 América do Norte	30
2.2.3 Europa	32
2.2.4 América Latina	33
2.2.5 África.....	35
2.2.6 Oriente Médio.....	37
2.2.7 Região do Pacífico	37
Capítulo 3.....	39
3.1 Tipos de aerogeradores utilizados na geração de energia elétrica.....	39
3.1.1 Rotores de eixo vertical.....	39
3.1.2 Rotores de eixo horizontal.....	40
3.2 Estrutura da turbina eólica	41
3.2.1 Nacele.....	43
3.2.2 Rotor	44
3.2.3 Caixa de Engrenagem.....	44
3.2.4 Gerador.....	45
3.2.5 Sistema de controle.....	45
3.2.6 Torre	45

3.3 Evolução da turbina eólica de grande porte	45
3.4 Evolução das tecnologias e aerogeradores	46
3.5 Tipos de geradores e sistema de controle	48
3.5.1 Gerador de indução em gaiola de esquilo (EESG)	49
3.5.2 Gerador de indução duplamente alimentado (DFIG)	49
3.5.3 Gerador síncrono de ímã permanente	51
Capítulo 4.....	53
4. Princípios de conversão de energia	53
4.1 Introdução.....	53
4.2 Energia cinética do vento.....	53
4.3 Forças atuantes no rotor	56
4.4 Regiões de operação das Turbinas Eólicas	57
4.5 Métodos de Limitação de Potência	58
4.5.1 Controle de potência por perdas aerodinâmicas passiva.....	58
4.5.2 Controle de potência por sistema ativo.....	59
4.5.2.1 Controle de passo ativo (Pitch)	59
4.5.2.2 Estol ativo	60
Capítulo 5.....	61
5.1 Modelo dinâmico nas referências abc, $\alpha\beta$ e dq	61
5.2 Características mecânicas.....	68
Capítulo 6.....	71
6. Modelo Computacional	71
6.1 SimPowerSystems.....	71
6.2 Ambiente de Simulação.....	71
6.2.1 Características de operação de um gerador DFIG impulsionado por turbinas eólicas.....	71
6.2.2 Diagrama Simulink	73

6.2.3 Bloco de proteção da turbina eólica.....	75
6.2.4 Bloco de proteção da planta de 2 MW e do Motor	76
6.2.5 Bloco de aquisição de dados da turbina	78
6.2.6 Bloco de aquisição de dados da rede elétrica	78
6.2.7 Bloco da turbina	80
6.3 Simulações	83
6.3.1 Resposta da turbina e da rede para uma variação na mudança de velocidade do vento	83
6.3.2 Simulação de um afundamento de tensão na rede de 120 kV	88
6.3.3 Simulação de falta na rede de 25 kV	92
6.3.3.1 Falta fase terra de 9 ciclos	92
6.3.3.2 Falta fase terra com 0,2 segundos de duração	96
6.3.3.3 Falta fase-fase na rede de 25 kV	100
Conclusão.....	105
Referência bibliográfica.....	107
Apêndice A	109
A.1 - Componentes simétricas	109
Apêndice B	112
B.1 - Transformada de Clarke.....	112
B.2 - Transformada de Park.....	115

Lista de Figuras

Figura 2. 1 - Características complementares da geração da energia eólica na região Nordeste.....	10
Figura 2. 2 - Complementaridade da produção de energia hidrelétrica.....	10
Figura 2. 3 – Percentagem acumulada por fabricante até dezembro de 2010.....	12
Figura 2. 4 - Fluxo de potência eólica anual para 50 metros de altura.....	14
Figura 2. 5 - Média dos ventos por trimestre a 50 metros de altura.....	15
Figura 2. 6 - Velocidade média anual de vento para a região Norte a 50 metros de altura.....	16
Figura 2. 7 - Velocidade média anual da região Nordeste a 50 metros de altura.....	17
Figura 2. 8 - Velocidade media anual do vento na região Sudeste a 50 metros de altura.....	18
Figura 2. 9 - Velocidade media anual do vento na região Sul a 50 metros de altura.....	19
Figura 2. 10- Potencial estimado da energia eólica a 50 metros de altura.....	20
Figura 2. 11 - Relação dos dez países com maiores capacidade instalada de energia eólica em 2011.....	24
Figura 2. 12- Os dez países que mais cresceram em capacidade instalada em 2011.....	25
Figura 2. 13 - Capacidade Instalada Anual no Mundo 1996-2011.....	26
Figura 2. 14- Capacidade Instalada Acumulada no Mundo 1996-2011.....	26
Figura 2. 15- Capacidade Instalada Anual por região 1996-2011.....	27
Figura 2. 16- Capacidade total instalada anual na China.....	29
Figura 2. 17- Capacidade total instalada anual na Índia.....	30
Figura 2. 18- Capacidade total instalada anual no Japão.....	30
Figura 2. 19- Capacidade total instalada anual no EUA.....	31
Figura 2. 20- Capacidade total instalada anual no Canadá.....	32
Figura 2. 21- Capacidade total instalada anual na Europa.....	33
Figura 2. 22- Capacidade total instalada anual no Brasil.....	34
Figura 2. 23- Capacidade total instalada anual no México.....	34
Figura 2. 24- Capacidade total instalada anual no Chile.....	34
Figura 2. 25 - Capacidade total instalada na Austrália.....	37
Figura 3. 1 - Aero gerador de eixo vertical tipo Darrieus.....	39
Figura 3. 2 - Aero gerador de eixo vertical do tipo Savonius.....	40
Figura 3. 3 - Aero gerador de eixo horizontal.....	41
Figura 3. 4 - Componentes da turbina eólica.....	42
Figura 3. 5 - Vista do interior do nacelle de uma turbina eólica utilizando um gerador convencional... ..	43
Figura 3. 6 - Cubo de uma turbina eólica.....	44
Figura 3. 7 - Evolução do diâmetro do rotor.....	46
Figura 3. 8 - Comparação entre a potência mecânica de turbinas de velocidade fixa e variável.....	48
Figura 3. 9 - Sistema de geração eólica com EESG.....	49
Figura 3. 10 - Sistema de geração eólica com gerador DFIG.....	50
Figura 3. 11 - Sistema de geração eólica com gerador síncrono de ímã permanente.....	51
Figura 4. 1 - Fluxo de ar através da área de varredura A.....	54
Figura 4. 2 - Variação da velocidade do vento através do rotor da turbina.....	55
Figura 4. 3 - Atuação das forças aerodinâmicas sobre a pá de um rotor.....	57
Figura 4. 4 - Regiões de operação de uma turbina eólica.....	58
Figura 4. 5 - Efeito Estol.....	59
Figura 5. 1 - Relação de posição dos eixos referencias $\alpha\beta s$ e $\alpha\beta r$	63
Figura 5. 2 - Posicionamento relativo dos eixos referencia $\alpha\beta s$, $\alpha\beta r$ e dq	65
Figura 5. 3 - circuito equivalente do modelo completo da máquina de indução.....	67
Figura 5. 4 - Modelo monofásico de um motor de indução polifásico.....	68
Figura 6.1 – Curva característica de operação da turbina DFIG.....	72
Figura 6.2 – Diagrama Diagrama Simulink Parque Eólico 9 MW.....	74
Figura 6.3 – Diagrama da Planta de 2 MW.....	75
Figura 6.4 – Bloco de Proteção da Turbina Eólica.....	75
Figura 6.5 – Janela de configuração de parâmetros do bloco de proteção da turbina.....	76
Figura 6.6 – Bloco de Proteção da Planta e do Motor.....	77
Figura 6.7 – Janela de configuração de parâmetros do bloco de proteção.....	77
Figura 6.8 - Bloco de aquisição de dados da turbina.....	78
Figura 6.9 - Bloco de aquisição de dados da rede elétrica.....	79
Figura 6.10- Janela de configuração dos parâmetros do gerador DFIG.....	80
Figura 6.11 – Janela de parâmetros de controle.....	81

Figura 6.12 – Janela de parâmetros para conversão de dados.	82
Figura 6.13 – Janela de parâmetros dos dados de funcionamento da turbina.....	82
Figura 6.14 – Comportamento do DFIG para mudanças na velocidade do vento	85
Figura 6.15 – Respostas da rede para mudanças na velocidade do vento.....	88
Figura 6.16 – Comportamento do DFIG para a ocorrência de um afundamento de tensão na rede de 120 kV	90
Figura 6.17 – Comportamento da rede para a ocorrência do afundamento de tensão na rede de 120 kV	92
Figura 6.18 – Comportamento do DFIG para uma falta fase-terra de 9 ciclos na rede de 25 kV	94
Figura 6.19 – Comportamento da rede para uma falta fase-terra de 9 ciclos na rede de 25 kV.....	96
Figura 6.20 – Comportamento do DFIG para uma falta fase-terra de 0,2 segundos na rede de 25 kV	98
Figura 6.21 – Comportamento da rede para uma falta fase-terra de 0,2 segundos na rede de 25 kV	100
Figura 6.22 – Comportamento do DFIG para uma falta fase-fase de 0,1 segundos na rede de 25 kV	102
Figura 6.23 – Comportamento da rede para uma falta fase-fase de 0,1 segundos na rede de 25 kV	104
Figura A.1 – Representação gráfica das componentes simétricas.....	110
Figura B.1 - Fasores do sistema trifásico.....	112
Figura B.2 - Representação dos sistemas de coordenadas abc e α e β ,	113
Figura B.3 - Representação dos sistemas de coordenadas abc, α e β , e dq	115

Capítulo 1

1.1 Introdução

Sempre houve a necessidade crescente por energia elétrica no mundo todo, somado a esse fato, tem ocorrido nos últimos anos a procura cada vez maior pela diversificação das fontes de energia elétrica, motivado por razões econômicas, políticas e ambientais.

Diante desse contexto mundial, a utilização de fontes renováveis na geração de energia elétrica vem se tornando não uma opção, mas uma necessidade a ser adotada por muitos países desenvolvidos e emergentes.

Economicamente, a implementação de fontes renováveis, como a energia eólica, tem ajudado na diversificação da matriz de energia elétrica, melhorando o suprimento de segurança em caso de um rápido crescimento de demanda, ou servindo como fonte de energia complementar ao regime hidrológico, favorecendo o armazenamento de água em períodos de estiagem. Outro ponto importante é a diminuição da dependência de importação de combustíveis fósseis, os quais estão sujeitos a preços oscilantes e voláteis.

Em contraste com as incertezas que cercam o fornecimento de combustíveis convencionais e os preços voláteis, a energia eólica é uma fonte de energia renovável, ilimitada e não poluente que está permanentemente disponível em praticamente todos os países do mundo. Não há custos de combustível, sem risco geo-político e sem dependência de abastecimento de combustíveis importados de regiões politicamente instáveis.

Fatores ambientais como a melhoria da qualidade do ar e da saúde pública, a conscientização no compromisso pela diminuição na emissão de gases causadores do efeito estufa e as mudanças climáticas, também vem sendo um dos motivos para a adoção da utilização de fontes renováveis.

No campo da produção de energia eólica, grandes investimentos e esforços no sentido de aprimorar o domínio da tecnologia e de implementação de parques eólicos tem sido feitos há décadas. Há 20 anos o que era considerada uma fonte de energia emergente, hoje, já pode ser dita como uma tecnologia madura em crescente desenvolvimento e de grande interesse global. Nos últimos anos, seu custo de geração tem caído drasticamente, aproximando-se aos de fontes convencionais de energia e de sua eficiência energética, como também, sua confiabilidade vem recebendo grandes melhoras nos modelos atuais de turbinas eólicas.

A energia eólica tem também a vantagem na velocidade de implementação, podendo ser implantado mais rapidamente do que outras tecnologias de fornecimento de energia. A construção de uma usina hidrelétrica convencional pode demorar 10 ou 12 anos ou mais, sendo que nesse período de construção não há fornecimento de energia até que esteja totalmente concluída. Já a implantação de um sistema de energia eólica é medida em meses, sendo que não é necessária a construção completa do parque eólico para começar a gerar energia, passando a gerar energia e renda, logo que a primeira turbina está conectada à rede.

Mesmo grandes parques eólicos *offshore*, que exigem um maior nível de infraestrutura e de conexão de rede, pode ser instalado a partir do início ao fim em menos de dois anos, um ativo crucial, dada a ameaça premente das alterações climáticas.

A energia eólica, quando em operação, não emite gases responsáveis por mudança climática, como o dióxido de carbono, nem induz outros poluentes atmosféricos, os quais geram custos de bilhões de dólares em saúde e danos de infraestrutura. Com apenas três a seis meses de operação, uma turbina eólica tem compensado todas as emissões causadas pela sua construção, tendo sua geração de energia livre de carbono para o restante de sua vida útil de 20 anos.

A utilização dessa fonte renovável de energia possui diversas vantagens, mas também algumas desvantagens. Dentre as características favoráveis estão, como:

- Fonte energética inesgotável.
- Não emite gases poluentes.
- Baixo custo de manutenção.
- Tempo de construção de um parque eólico relativamente baixo.
- Possibilidade de fácil expansão.
- Seu terreno pode ser utilizado para outros fins além da produção de energia.
- Não necessita de água para a geração de energia, podendo assim ser instalada em regiões secas.

Em contrapartida, possui como desvantagens:

- O custo inicial alto.
- A poluição visual e sonora
- A interferência na rota migratória de alguns pássaros, ocorrendo colisões de aves com as hélices.

- A necessidade de ocupação grandes áreas, em razão da baixa densidade de energia contida nos ventos.

1.2 Objetivos

Nesta monografia, o estudo principal estará focado na análise dos aspectos metodológicos ligados à modelagem de turbinas eólicas, onde serão abordados assuntos relacionados aos mecanismos de geração da energia eólica, as estruturas de um aerogerador e o modelo aerodinâmico das turbinas eólicas (relacionando a interação das pás da turbina com o vento e regulação de potência por ângulo de passo). Através da investigação técnica científica a respeito do assunto, será elaborada a modelagem de uma turbina eólica e avaliado os resultados por meios de modelos computacionais.

1.3 Organização da monografia

Esta monografia é organizada na seguinte forma:

- No Capítulo 2 são abordados os panoramas atuais da energia eólica no mundo e no Brasil, com demonstrativos de dados, referentes aos últimos anos e em quais regiões do mundo esse tipo de energia mais vem crescendo.
- No Capítulo 3 são apresentados os principais tipos de geradores elétricos utilizados nas turbinas eólicas, os tipos de turbinas eólicas existentes, os componentes básicos presentes em sua estrutura e as características de cada sistema de geradores.
- No Capítulo 4 têm-se os assuntos relacionados à extração da energia cinética, contida nos ventos, pelas turbinas eólicas e os métodos aerodinâmicos de controle utilizados para a regulação de potência dessas turbinas.
- No Capítulo 5 são apresentados os formalismos matemáticos para se chegar ao modelo matemático da máquina de indução trifásica.
- No capítulo 6 serão feitas simulações do comportamento de uma parque eólico ligado a um sistema elétrico.
- E finalmente a conclusão é apresentada no capítulo 7.

Capítulo 2

2.1 Energia Eólica no Brasil

Com um vasto território, sendo grande parte ainda despovoada, uma faixa litorânea de 7400 km e enormes quantidades de recursos eólicos, pode-se dizer que o Brasil se encontra em uma posição privilegiada e possui características muito favoráveis, geograficamente, para se tornar um gigante da energia eólica, sendo os melhores potenciais eólicos localizados nas regiões Norte e Nordeste, particularmente nos estados de Rio Grande do Norte, Ceará, Pernambuco e Bahia. O Sul e sudeste também possuem bons potenciais de energia eólica, em especial os estados do Rio Grande do Sul e Santa Catarina [1].

Seguindo uma tendência mundial, o mercado brasileiro de energia eólica tem se expandindo rapidamente graças a grandes quantidades de incentivos governamentais. Apesar de em termos absolutos o crescimento ter sido pequeno em 2010, o setor teve um aumento de 50% em sua capacidade instalada e no final do ano de 2011, este alcançou o limiar 1500 MW de potência instalada no país, de acordo com dados fornecidos pela GWEC na publicação do *Global Wind Report* de 2011.

Dois fatores econômicos têm impulsionado os investimentos nesse setor: primeiro, o rápido desenvolvimento da economia brasileira tem aumentado a necessidade por maior demanda de energia elétrica e a infra-estrutura atual já se encontra em seu limite; e o segundo fator seria a procura do governo brasileiro por diversificação da matriz energética brasileira, no qual a energia eólica teria o papel de fornecer energia como uma fonte complementar às hidrelétricas, suprimindo assim os períodos de estiagem.

O gráfico da Figura 2.1 descreve essa característica de “sazonalidade inversa” que a energia eólica possui na região nordeste, funcionando como complemento da energia hidrelétrica e contribuindo no armazenamento de água nas barragens das hidrelétricas durante os períodos de estiagem.

Outra forma de energia renovável que também trabalha de forma a complementar a energia hidrelétrica e a eólica, mas em menor capacidade de fornecimento, é a geração de energia por biomassa. Estas características complementares são descritas no gráfico da Figura 2.2, onde em períodos de menor disponibilidade de água e ventos para a geração de energia, é utilizada a biomassa como forma de suprir a demanda exigida.

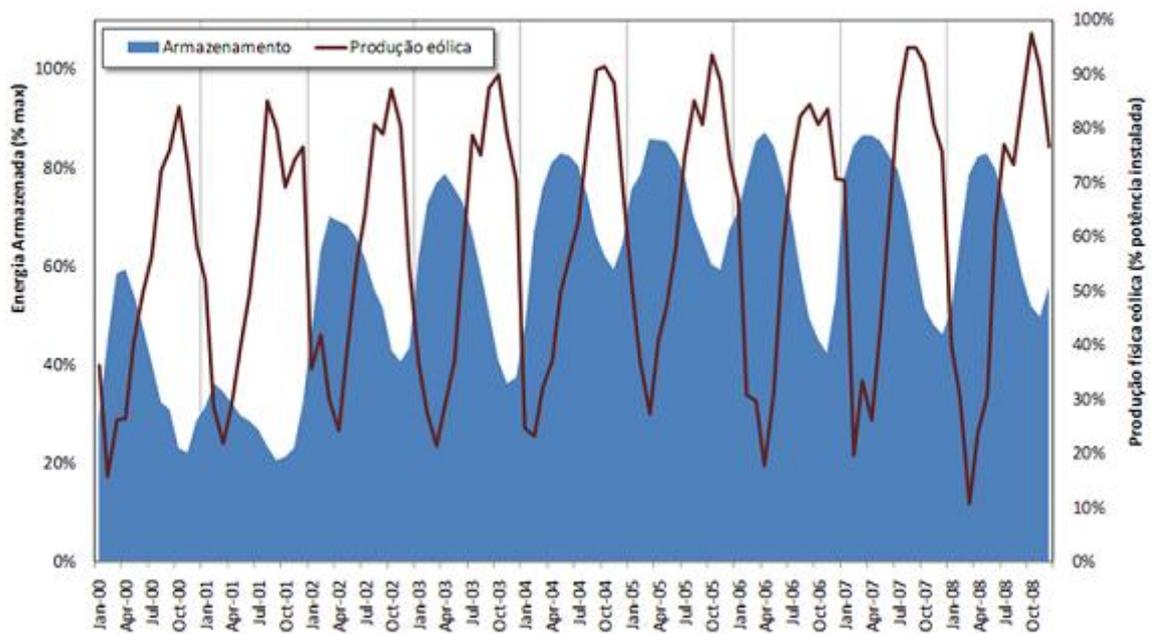


Figura 2. 1 - Características complementares da geração da energia eólica na região Nordeste (produção de energia x armazenamento hidrelétrico) [2].

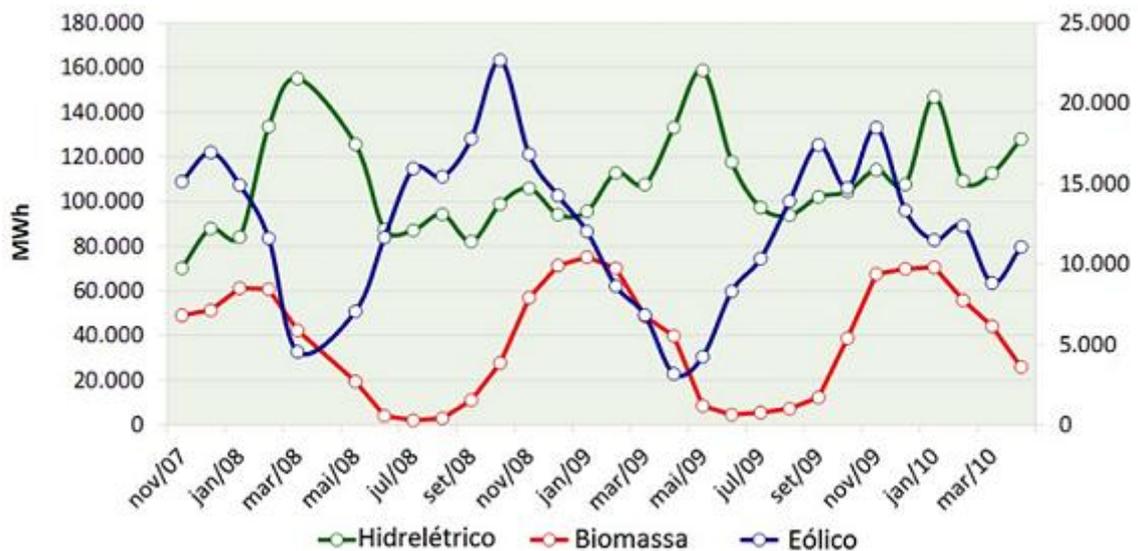


Figura 2. 2 - Complementaridade da produção de energia hidrelétrica, biomassa e eólica na região nordeste [2].

Os grandes investimentos no setor têm sido impulsionados graças a dois modelos de desenvolvimentos implantados: o Programa de Incentivos às Fontes Alternativas de Energia (PROINFA) gerenciado pela Eletrobrás, introduzido em 2002 e que teve conclusão em 2011 com 1325,6 MW instalados, operando e conectados a rede; e a realização de leilões

específicos para a contratação de energia eólica, que vem sendo realizados periodicamente desde 2009. Como resultado de ambos os esforços, espera-se que até o final de 2012 já se tenha instalado um total de 3000 MW, conforme dados fornecidos pelo Plano Decenal de Energia Elétrica (PDE) para o período de 2010 a 2020 [3].

Na Tabela 2.1 é apresentada a evolução no setor de geração de energia eólica para o período entre 2005 a 2010, com um demonstrativo de projetos de fazendas eólicas concluídos, da potência instalada em cada ano e da capacidade acumulada no final de cada ano. Nota-se que o setor de geração de energia eólica começa a demonstrar um maior crescimento representativo a partir de 2009 e em 2011 o período com a maior potência instalada.

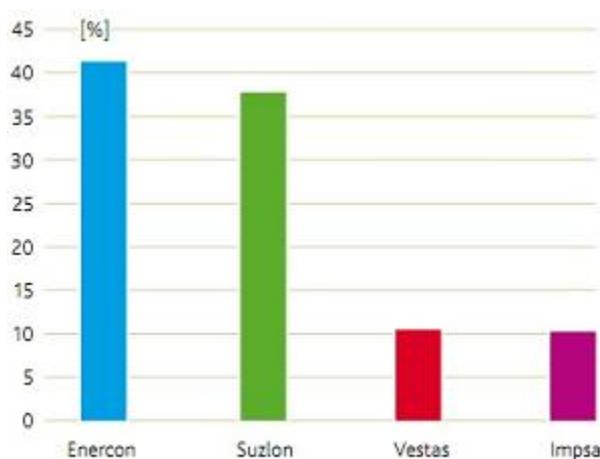
Tabela 2.1 – Histórico do total da capacidade instalada no Brasil [3]

Ano	Projetos	Potência Instalada	Capacidade Instalada
Até 2005	10 fazendas eólicas	26,55 MW	26,6 MW
2006	5 fazendas eólicas	208,3 MW	236,8 MW
2007	1 fazendas eólicas	10,2 MW	247,0 MW
2008	5 fazendas eólicas	94,0 MW	341,0 MW
2009	15 fazendas eólicas	261,4 MW	602,4 MW
2010	14 fazendas eólicas	326,6 MW	926,5 MW
2011	13 fazendas eólicas	583 MW	1509,5 MW

Esse rápido crescimento no setor de energia eólica brasileiro não passou despercebido pelos grandes fabricantes de turbinas aerogeradoras. Empresas como Wobben Enercon, Impsa, Suzlon, Siemens, Vestas, Alstom, Gamesa, WEG, GE Energy e a chinesa Guodian United Power já estão em operação no país. Com grande destaque para a empresa Tecsis, segunda maior fabricante de pás para turbinas eólicas de grande porte do mundo, de capital nacional, localizada em Sorocaba-SP e atuante no mercado há mais de 10 anos. Na parte de fabricação de torres existem a Brasilsat, Engebasa, Tecnomaq, ICEQ e a INTECNIAL.

Como forma de organizar e agrupar sob uma única associação profissionalizada e representativa de seus interesses coletivos, foi formado pelos principais agentes nacionais e internacionais pertencentes à cadeia geradora de energia eólica no país, a Associação Brasileira de Energia Eólica – ABEEólica e que atualmente consolida uma importante presença institucional interna e que vem crescendo constantemente nos últimos anos.

De acordo com a ABEEólica, no final de 2010 o mercado de fabricantes de turbinas estava distribuído no cenário mostrado na Figura 2.3. Sendo a Enercon, Suzlon, Vesta e Impsa as quatro empresas com as maiores parcelas do mercado de turbinas eólicas no Brasil.



**Figura 2.3 – Percentagem acumulada por fabricante até dezembro de 2010 [4]
(Fonte: GWEC/ABEEólica 2011)**

No atual mercado de energia eólica, os preços finais na contratação regulada por kWh, resultante de leilões, tem se reduzido drasticamente com o amadurecimento do mercado interno, representando quedas aproximadas de 50% das tarifas garantidas no PROINFA. A explicação para esse novo cenário está relacionada à dinâmica global desse mercado e a desaceleração que vem ocorrendo em outros países de maior implantação eólica. Um exemplo de como os preços vem se reduzindo, foram os preços contratados no leilão A3 de 2011, onde chegaram a médios valores inferiores a R\$100 por MWh.

Na Tabela 2.2 é descrito o Plano Decenal de Energia Elétrica (PDE) - 2010-2020 com as programações das expansões anuais para a energia eólica e renovável em geral, tem como previsão 11532 MW de capacidade instalada até o final de 2020 [5]. Entretanto os valores passados pela PDE, com relação à capacidade instalada na geração eólica, não coincidem com os dados fornecidos pelo PROINFA na Tabela 2.1 para os anos de 2010 e 2011. Os dados na Tabela 2.2 do PDE não estão atualizados na base da contratação da

capacidade resultante dos leilões ocorridos em 2009, 2010 e 2011, é apenas levado em consideração às instalações realizadas pelo programa PROINFA.

Tabela 2.2 - Previsão de capacidade instalada por tecnologia no PDE [MW]

Fonte	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Hidro	82.939	84.736	86.741	88.966	89.856	94.053	98.946	104.415	109.412	11.624	115.123
Urânio	2.007	2.007	2.007	2.007	2.007	3.412	3.412	3.412	3.412	3.412	3.412
Gás natural	9.180	9.384	10.184	11.309	11.309	11.659	11.659	11.659	11.659	11.659	11.659
Carvão	1.765	2.485	3.205	3.205	3.205	3.205	3.205	3.205	3.205	3.205	3.205
Óleo Combustível	2.371	3.744	5.172	8.790	8.790	8.790	8.790	8.790	8.709	8.790	8.790
Óleo Diesel	1.497	1.497	1.471	1.471	1.471	1.121	1.121	1.121	1.121	1.121	1.121
Gás de processo	686	686	686	686	686	686	686	686	686	686	686
PCH	3.806	4.201	4.23	4.376	4.633	4.957	5.187	5.457	5.737	6.047	6.447
Biomassa	4.496	5.444	6.272	6.681	7.053	7.353	7.653	8.003	8.333	8.703	9.163
Eólica	831	1.283	3.224	5.272	6.172	7.022	7.782	8.682	9.532	10.532	11.532
Total	109.578	115.467	123.192	132.763	135.182	140.441	155.43	155.43	161.887	165.779	171.138

Fonte: EPE 2011 [5].

O primeiro atlas eólico brasileiro foi publicado em 2001 e estimou-se um potencial eólico por volta de 143GW a 50m do nível do mar. Em 2008 e 2009, novas medidas foram realizadas em vários estados a 80~100m e indicaram que o real potencial eólico brasileiro é consideravelmente maior, superior a 350GW de acordo com o PROINFA.

A seguir são apresentados os mapas da distribuição do potencial eólico brasileiro e de cada região para 50 metros acima do nível do mar, todos os mapas a seguir foram retirados do Atlas Eólico Brasileiro publicado em 2001 [6].

Na Figura 2.4 é apresentado o mapa da distribuição média do fluxo de potência eólica anual para ventos a 50 metros de altura. Observa-se que os melhores valores de incidência de vento estão nas regiões do nordeste e sul do país.

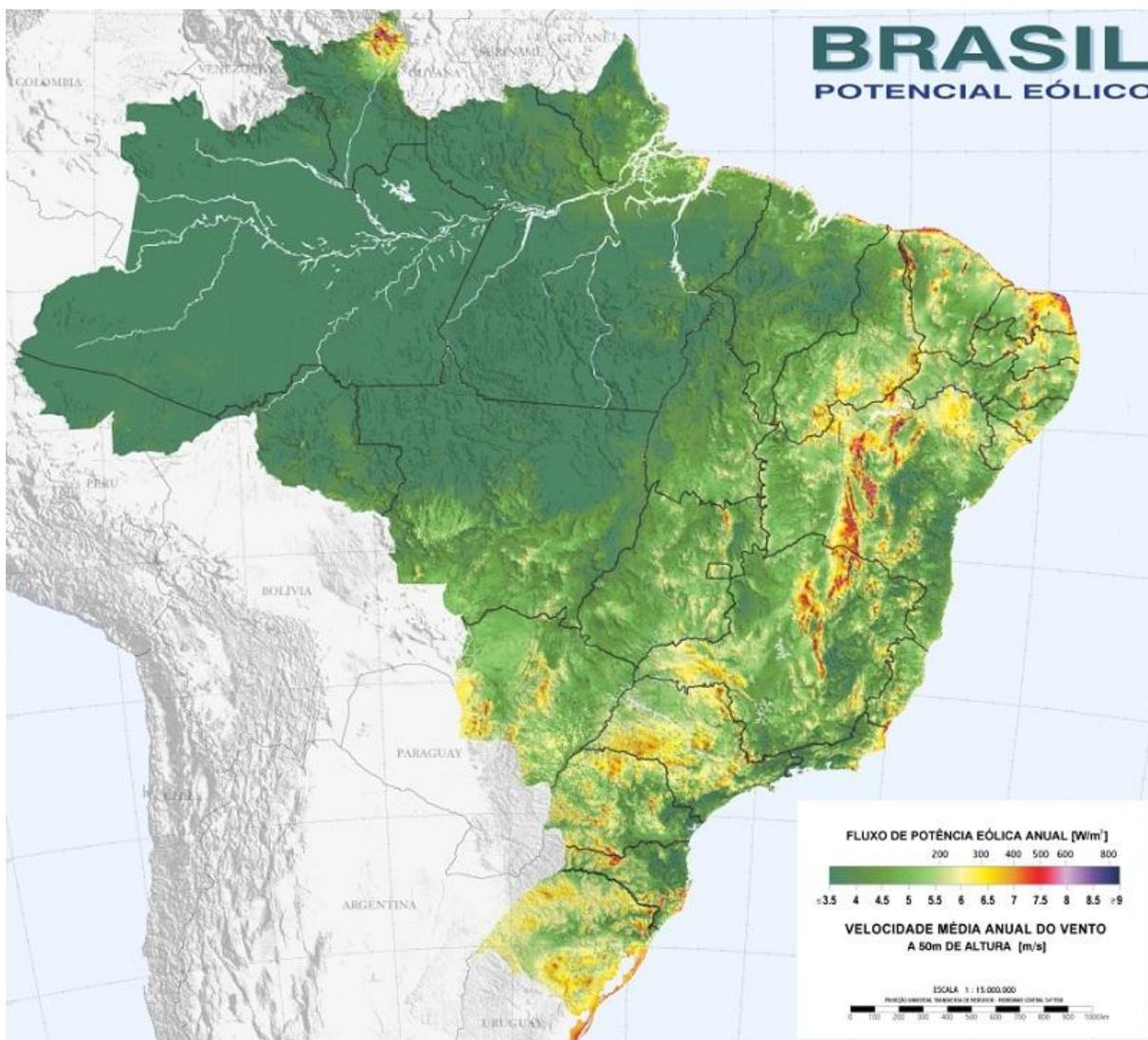


Figura 2. 4 - Fluxo de potência eólica anual para 50 metros de altura [6].

Na Figura 2.5 demonstra-se a distribuição média do fluxo de potência eólica para cada estação do ano. No período de verão, de dezembro a fevereiro, o fluxo de vento é baixo e está mais concentrado nas áreas próximas ao litoral brasileiro do nordeste e sul. No outono, de março a maio, o fluxo de vento já abrange uma maior área, atingindo o sul, sudeste e nordeste. O período de inverno, de junho a agosto, é a estação do ano com melhores índices de ventos, com a exceção da região norte, todas as outras regiões possuem grandes quantidades de vento. A estação da primavera é o segundo melhor período com disponibilidade de vento, com fluxo mais concentrados no norte e interior do nordeste, interior do sudeste e o estado do Rio Grande do Sul.

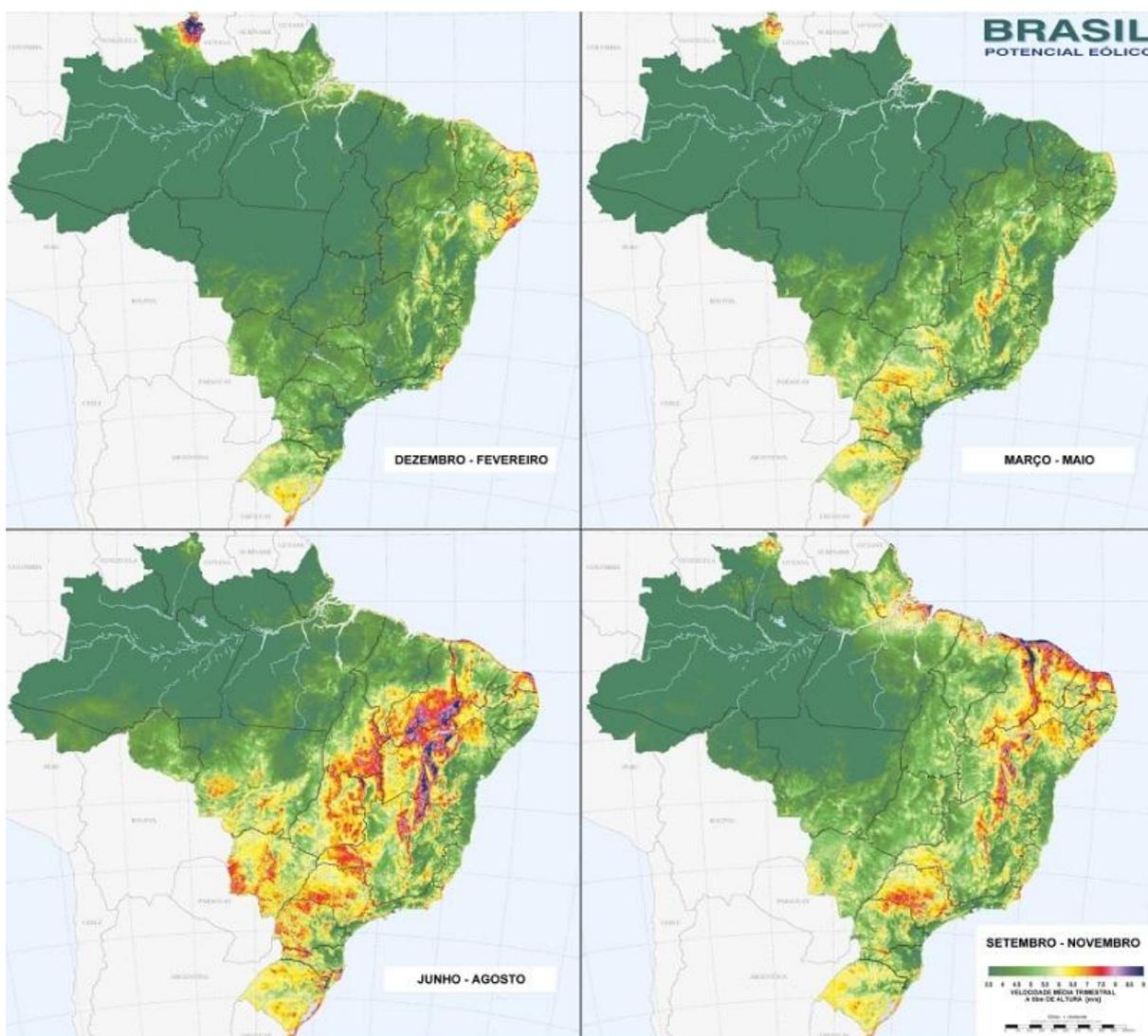


Figura 2. 5 - Média dos ventos por trimestre a 50 metros de altura [6].

Um mapa mais detalhado da distribuição dos ventos na região norte é apresentado na Figura 2.6. Nota-se que a maior concentração dos ventos está na região litorânea e no norte da região.

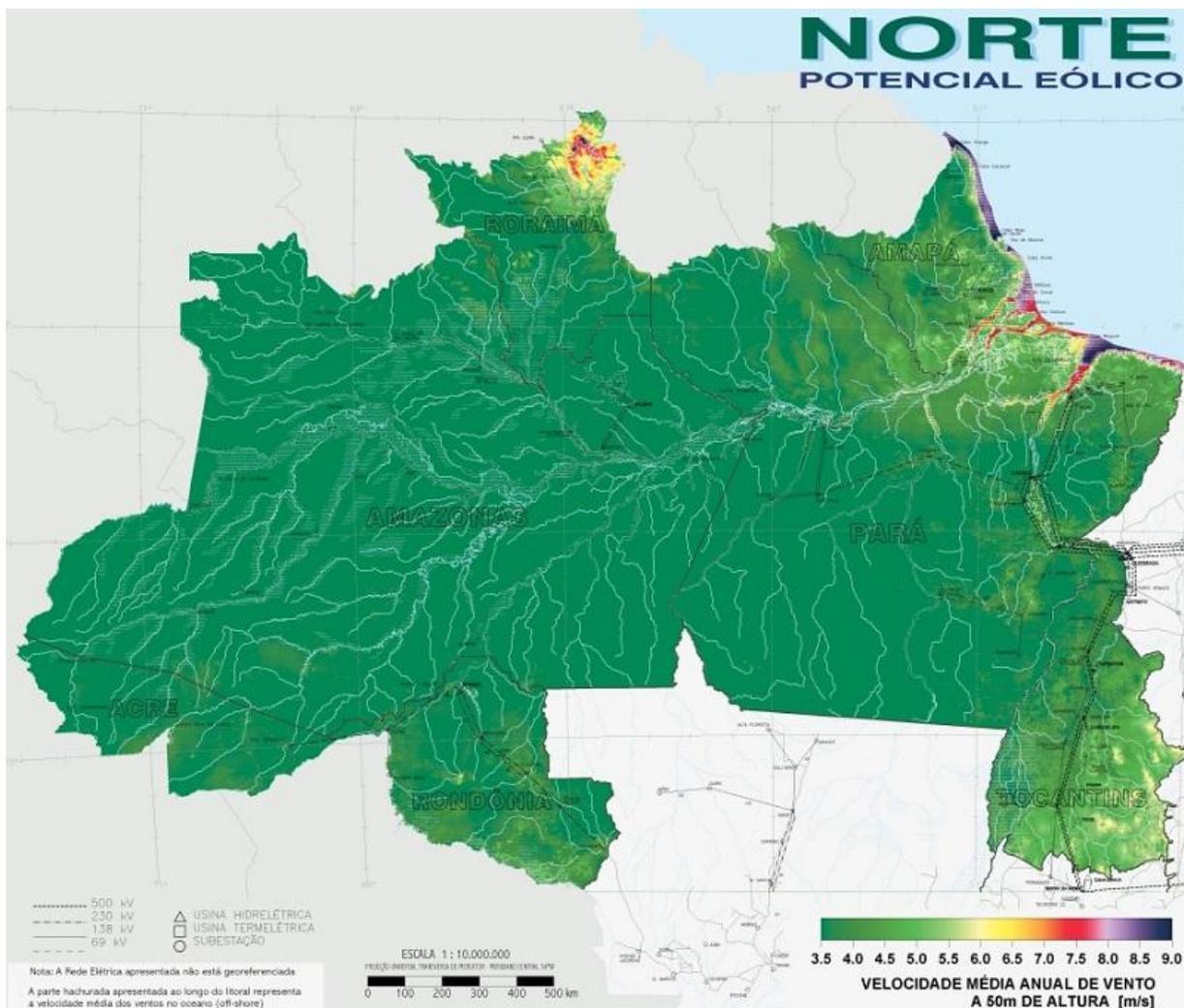


Figura 2. 6 - Velocidade média anual de vento para a região Norte a 50 metros de altura [6].

O nordeste é a região que possui o maior potencial eólico brasileiro, praticamente, toda a área litorânea oferece boas quantidades de vento e também o interior da Bahia com algumas áreas de fortes ventos. Estes dados podem ser vistos na Figura 2.7.

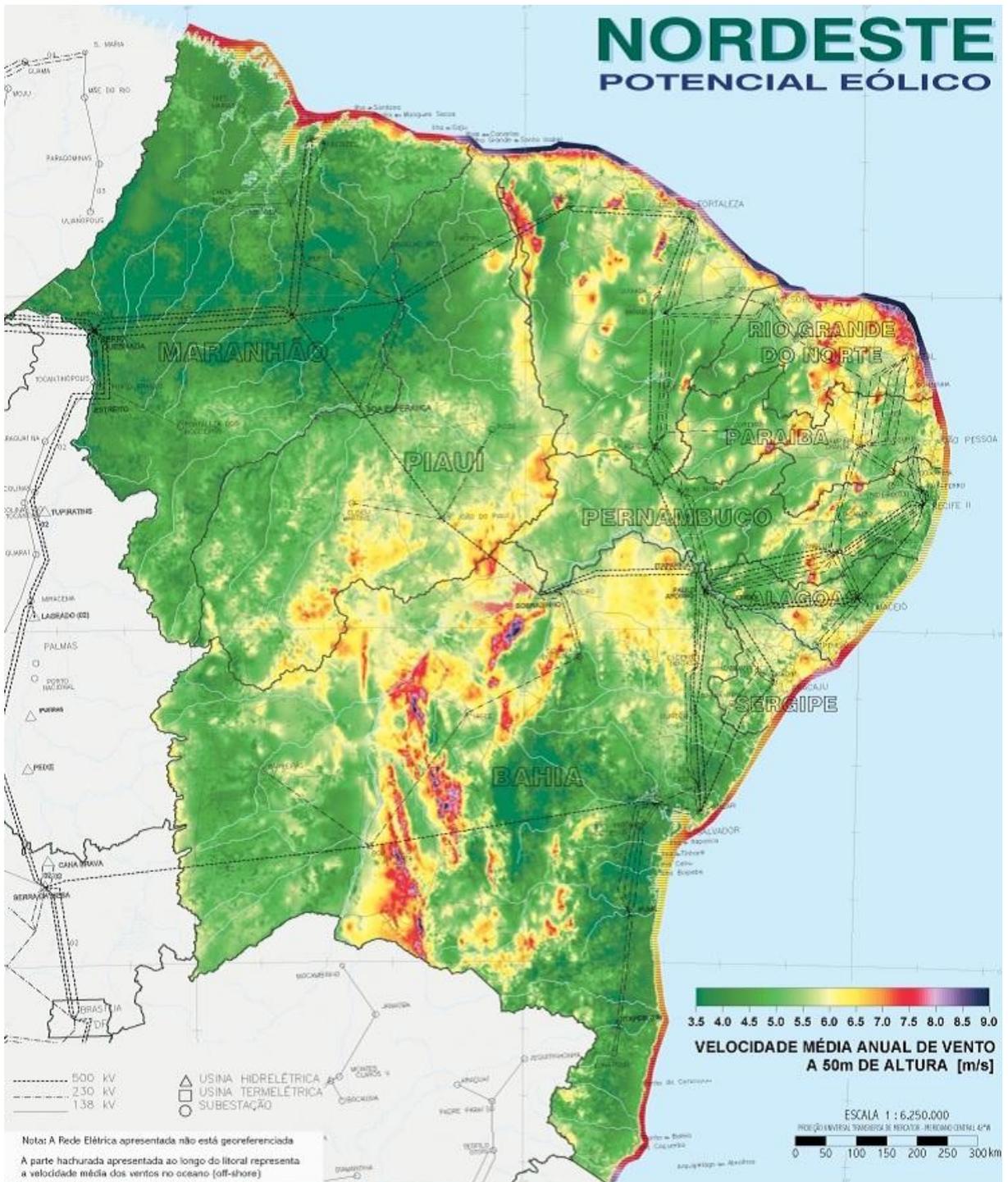


Figura 2.7 - Velocidade média anual da região Nordeste a 50 metros de altura [6].

Na Figura 2.8, referente à região sudeste, a distribuição dos melhores fluxos de vento estão no litoral e também espalhado em determinadas áreas do interior. O sudeste, junto com o nordeste e sul, apresenta ótimo potencial para a geração de energia eólica.

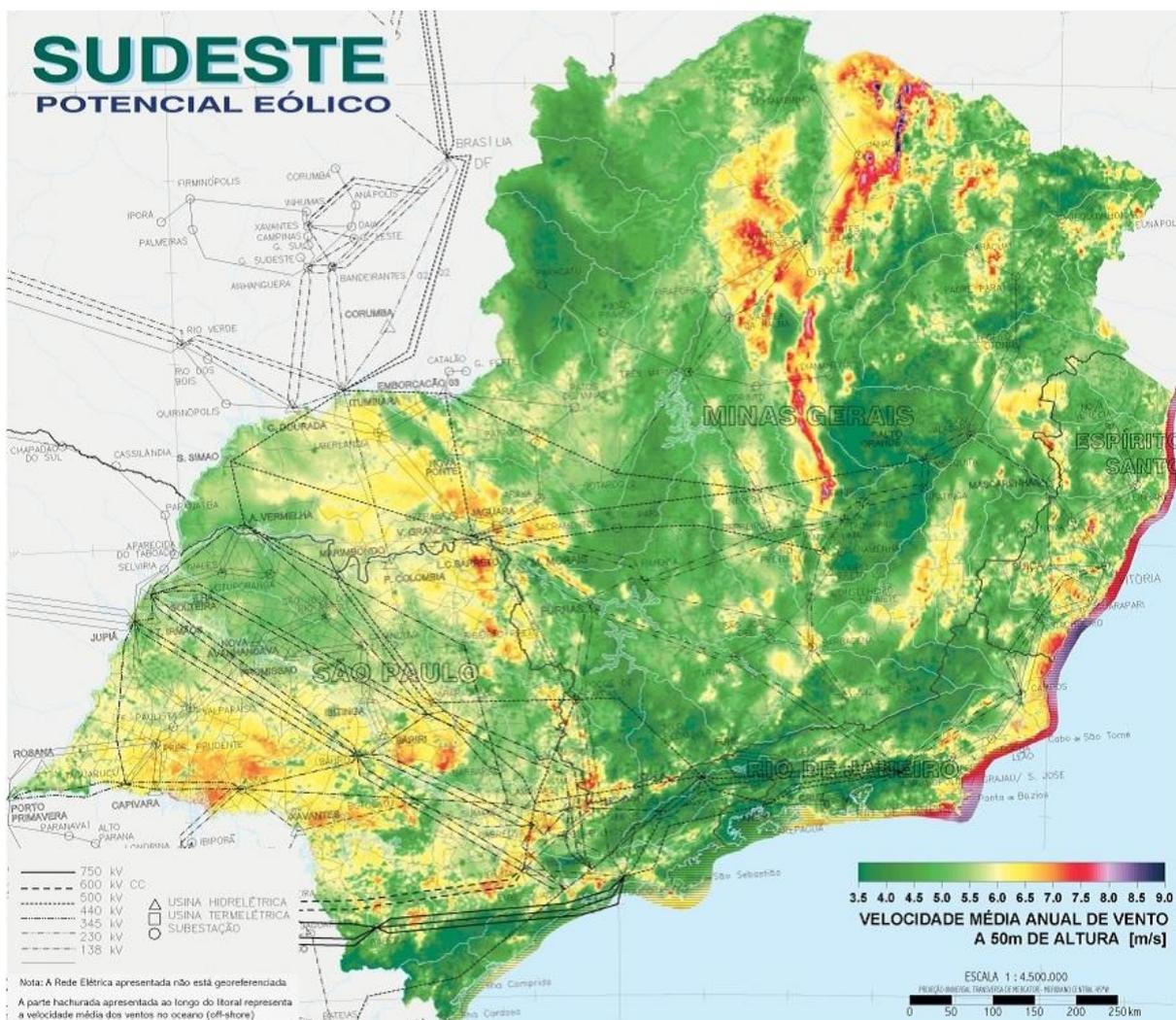


Figura 2. 8 - Velocidade média anual do vento na região Sudeste a 50 metros de altura [6].

Com grande fluxo de vento, a região sul demonstra ótimo potencial para a geração de energia eólica. A partir da Figura 2.9, nota-se a parte litorânea da região sul é a área que oferece melhores índices de fluxo de vento para a geração de energia.

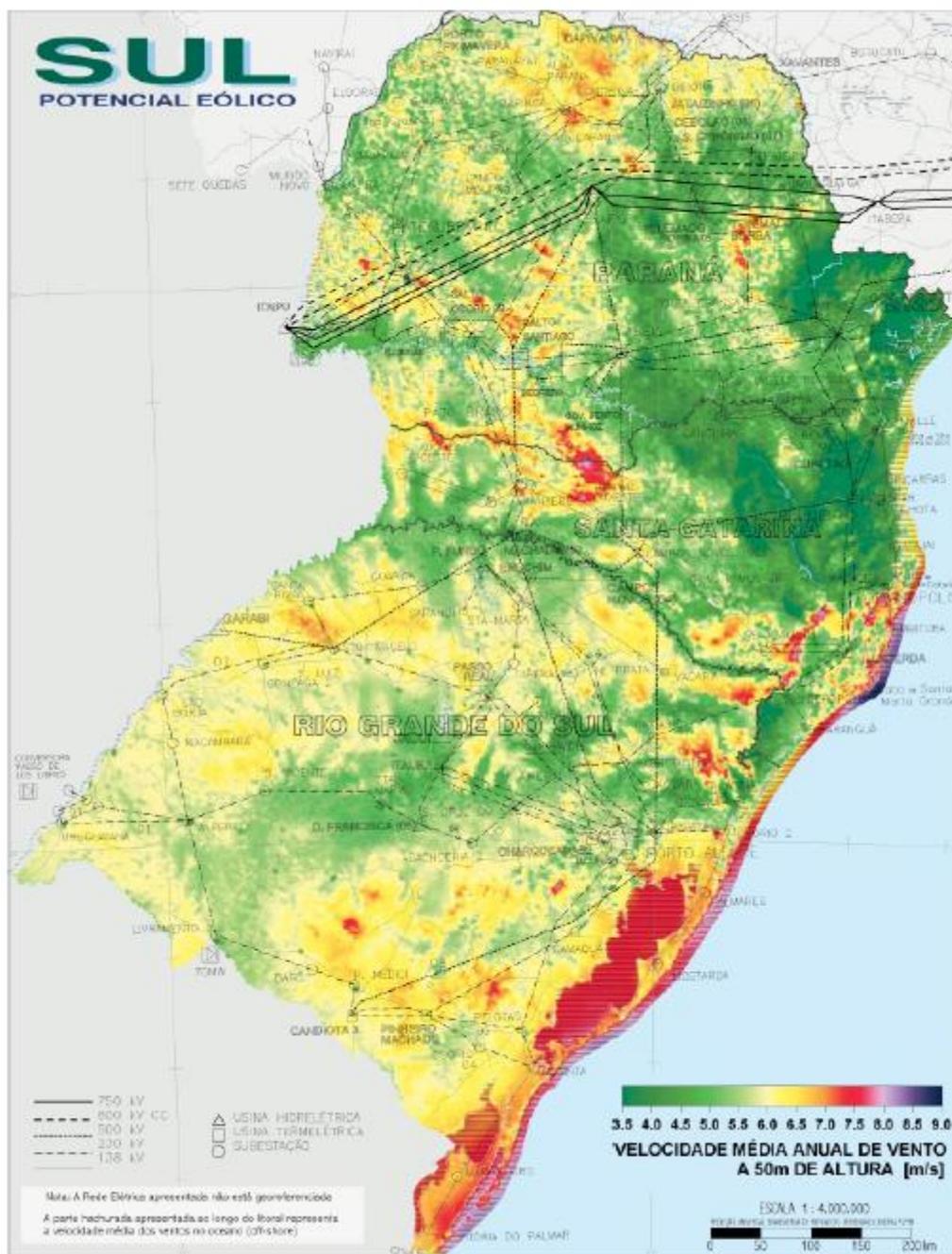


Figura 2. 9- Velocidade media anual do vento na região Sul a 50 metros de altura [6].

Na Figura 2.10 reúne todas as cinco regiões brasileiras com demonstrativos dos valores estimados para cada região do potencial energético eólico. Para medições realizadas a 50 metros de alto em relação ao nível do mar, o Brasil oferece um potencial energético eólico total de 143,5 GW.

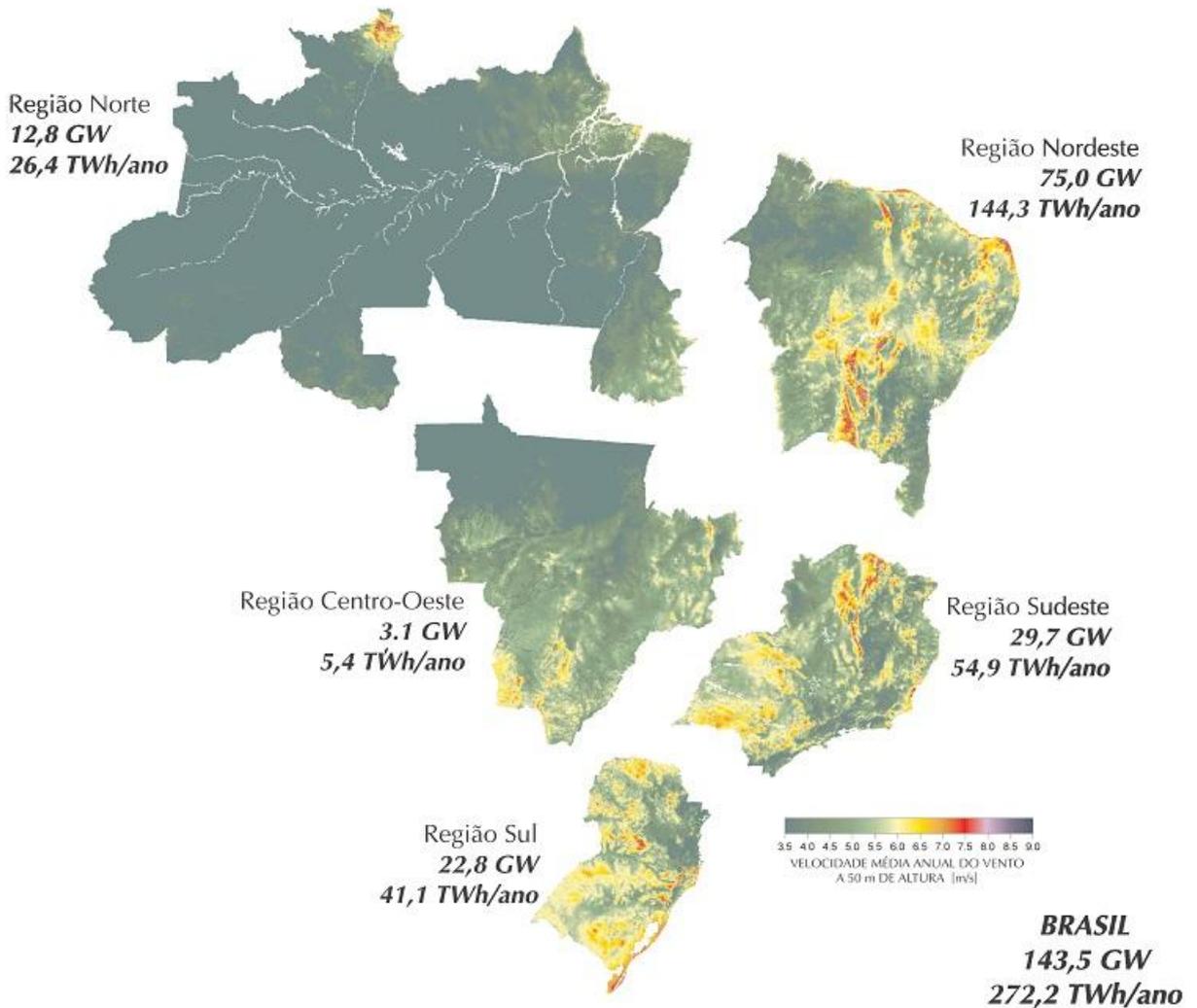


Figura 2. 10- Potencial estimado da energia eólica a 50 metros de altura [6].

2.2 Energia Eólica no Mundo

Houve uma mudança perceptível nas atitudes face à energia eólica em vários países. Embora a tecnologia tenha sido julgada demasiadamente cara por muitos planejadores de energia dos países em desenvolvimento há alguns anos atrás, o sucesso contínuo da tecnologia em um grupo cada vez maior de países tem mudado essa atitude para um aumento no conhecimento sobre a geração de energia eólica e do papel que pode desempenhar na diversificação dos tipos de energia do país.

Esse tipo de energia vem se tornando cada vez mais atrativa para os países focados em diversificar a sua matriz energética, melhorar sua segurança de abastecimento em fase da crescente de demanda, e aliviar os orçamentos nacionais dos encargos de caras importações de combustíveis fósseis a preços voláteis. Fatores ambientais, tais como a melhoria da qualidade do ar e a saúde pública, e a redução da emissão de carbono para lutar contra as alterações climáticas também desempenham um papel importante em muitos desses novos mercados.

O ano de 2011 registrou um forte crescimento no mundo, com 40,5 GW de novas instalações, representando 6% de crescimento anual em relação ao ano anterior [7]. Em contra partida houve uma desaceleração nos mercados europeus e norte americano em razão das crises econômicas sofrida por elas.

Canadá, Romênia, Polônia e Turquia apresentaram bons sinais de crescimento no setor da energia eólica. A Índia é agora o mercado de maior crescimento percentual em termos de volume e permanecerá nessa posição por mais alguns anos. Brasil e México começaram a demonstrar números representativos quanto ao crescimento [7].

Após quase uma década duplicando e triplicando o crescimento na capacidade de geração eólica instalada, o mercado chinês finalmente estabilizou. Devido ao excesso de oferta de energia elétrica no mercado chinês, a venda de energia vem sofrendo com a concorrência predatória de preços. Apesar disso, a China ainda representa 43% de todo mercado global e junto com a Índia, chegaram a representaram mais de 50% de todo o mercado eólico mundial de novas instalações em 2011 [7].

Apesar das dificuldades no setor da energia eólica no mundo, o mercado anual cresceu 6% em 2011, com um acumulo de capacidade instalada maior que 20% de crescimento, isso porque os investimentos feitos em anos anteriores começam agora a demonstrar seus resultados. Totalizando ao final de 2011 a capacidade instalada de 238 GW de energia eólica em todo mundo [7].

Há a expectativa de que a indústria eólica nos próximos anos até 2016 tenha instalado adicionais 255 GW [7].

A seguir são apresentadas algumas informações gerais relacionadas à geração de energia eólica pelo mundo, baseado nos dados fornecidos pelo relatório anual de 2011 da GWEC [7].

Na Tabela 2.2.1 tem-se os dados referentes, de diversos países, da capacidade instalada de geração de energia eólica para anos de 2010 e final de 2011. Nesta tabela são citados, principalmente, os países de cada continente com maiores capacidades instaladas.

Em seguida, na Figura 2.11, está representada a relação dos dez países de maiores capacidades instaladas de energia eólica no mundo em 2011. Com destaque para China que sozinha corresponde a 26,2 % de toda a energia eólica gerada no mundo.

Tabela 2.2.1 – Capacidade instalada de energia eólica no mundo

África e Oriente Médio	2010 (MW)	Final de 2011 (MW)
Cabo Verde	2	24
Marrocos	286	291
Irã	90	91
Egito	550	550
Outros	137	137
Total	1 065	1 093
Ásia		
China	44 733	62 364
Índia	13 065	16 084
Japão	2 334	2 501
Taiwan	519	564
Coréia do Sul	379	407
Vietnã	8	30
Resto da Ásia	69	79
Total	61 106	82 029
Europa		
Alemanha	27 191	29 060
Espanha	20 623	21 674
França	5 970	6 800
Itália	5 797	6 737
Inglaterra	5 248	6 540
Portugal	3 706	4 083
Dinamarca	3 749	3 871
Suécia	2 163	2 970
Holanda	2 269	2 328
Turquia	1 329	1 799
Irlanda	1 392	1 631
Grécia	1 323	1 629
Polónia	1 180	1 616
Áustria	1 014	1 084
Bélgica	886	1 078
Resto da Europa	2 807	3 708
Total	86 647	96 606
América Latina e Caribe		
Brasil	927	1 509
Chile	172	205
Argentina	50	130
Costa Rica	119	132
Honduras	-	102
República Dominicana	-	33
Caribe	91	91
Restante	118	128
Total	1 478	2 330
América do Norte		
EUA	40 298	46 919
Canadá	4 008	5 265
México	519	569
Total	44 825	52 753
Região do Pacífico		
Austrália	1 990	2 224
Nova Zelândia	514	623
Ilhas do Pacífico	12	12
Total	2 516	2 859
Total no Mundo	197 637	237 669

(Fonte: [7] GWEC 2011)

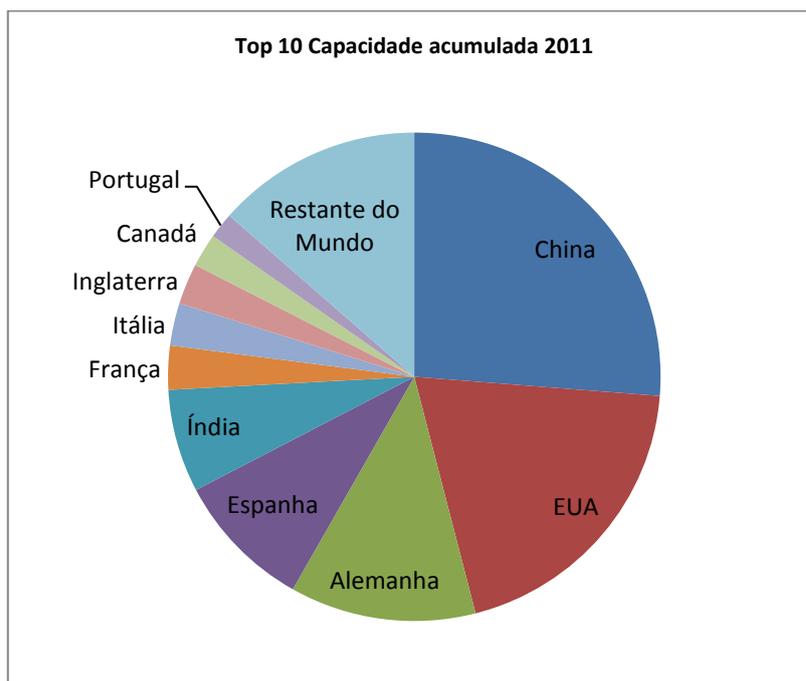
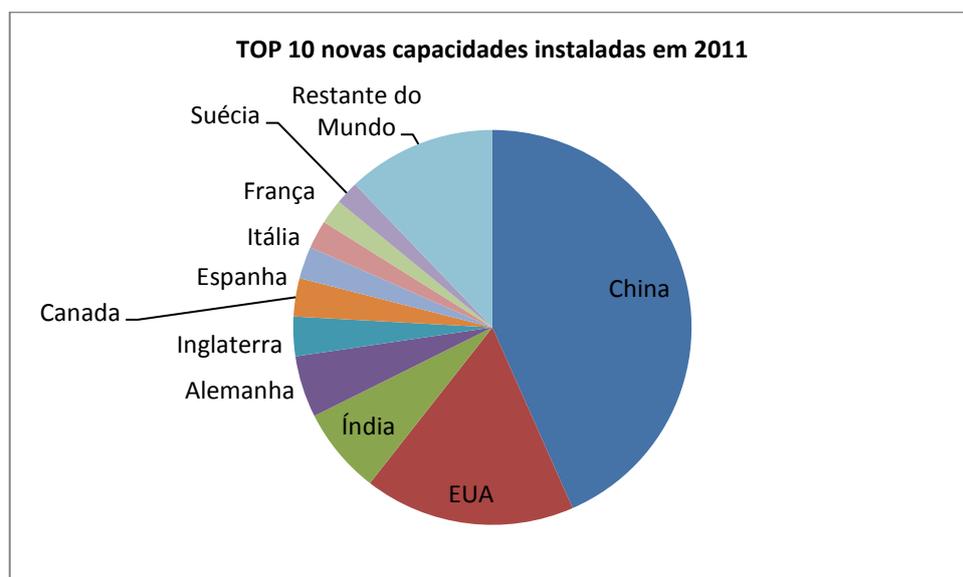


Figura 2. 11 - Relação dos dez países com maiores capacidade instalada de energia eólica em 2011 [7].

Na Figura 2.12 tem-se um demonstrativo dos dez países de maiores capacidades instaladas durante o ano de 2011, sendo a China, os Estados Unidos e a Índia, os três principais países com melhores percentuais.



Países	MW	Divisão percentual (%)
China	17 631	43
EUA	6 810	17
Índia	3 019	7
Alemanha	2 086	5
Inglaterra	1 293	3.2
Canadá	1 267	3.1
Espanha	1 050	2.6
Itália	950	2.3
França	830	2
Suécia	763	1.9
Restante do Mundo	4 865	12
Total TOP 10	35 699	88
Total no Mundo	40 564	100

Figura 2. 12- Os dez países que mais cresceram em capacidade instalada em 2011 [7].

No gráfico da Figura 2.13 são demonstradas, em valores de MW, as novas capacidades instaladas realizados no ano para o período de 1996 a 2011. Nos anos de 2010 e 2011, devido à crise econômica americana e européia, os valores de novas capacidades instaladas deram uma representativa estagnada.

Já na Figura 2.14 têm-se os dados relacionados à capacidade instalada acumulada no mundo para os anos de 1996 a 2011, sendo um total de 237,669 MW de capacidade instalada acumulada no mundo até o final de 2011.

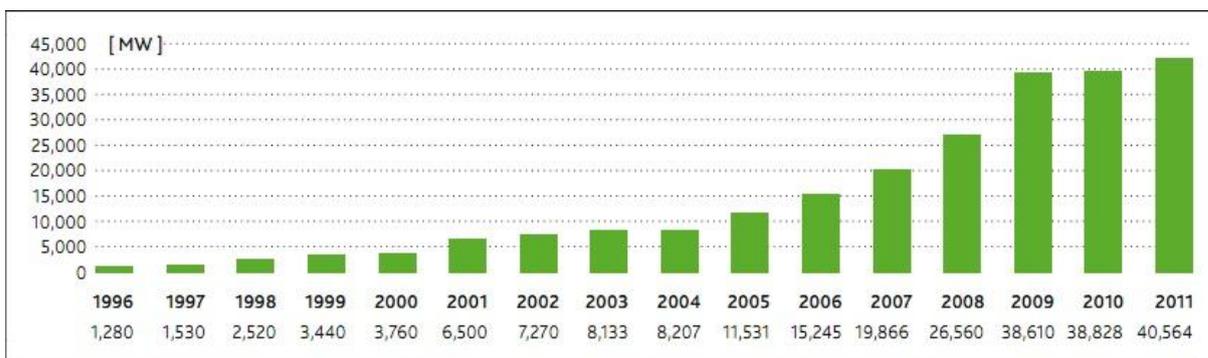


Figura 2. 13- Capacidade Instalada Anual no Mundo 1996-2011 (Fonte: [7]).

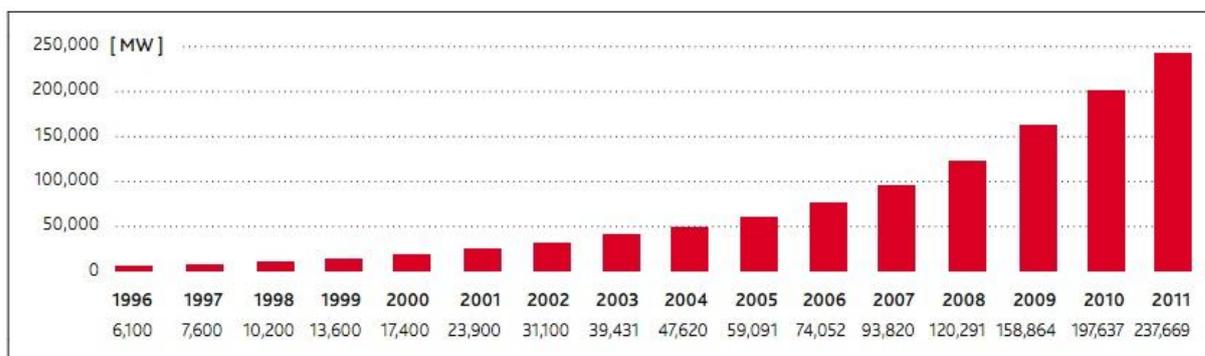


Figura 2. 14- Capacidade Instalada Acumulada no Mundo 1996-2011 (Fonte: [7]).

Nos últimos três anos, a região asiática tem liderado as estatísticas de novas capacidades instaladas anuais, representando praticamente o dobro dos valores de MW instalados pela Europa ou pela América do Norte, como podem ser vistos na Figura 2.15.

O cenário representado pelos grandes fabricantes de turbinas eólicas também tem sofrido algumas mudanças. Com os grandes investimentos e incentivos realizados pela China e Índia no desenvolvimento de geração de energia eólica, diversas empresas chinesas e indianas passaram a fazer parte dos dez principais fabricantes de turbinas eólicas em 2011, de acordo Tabela 2.2.2 com informações referentes IHS inc. [8].

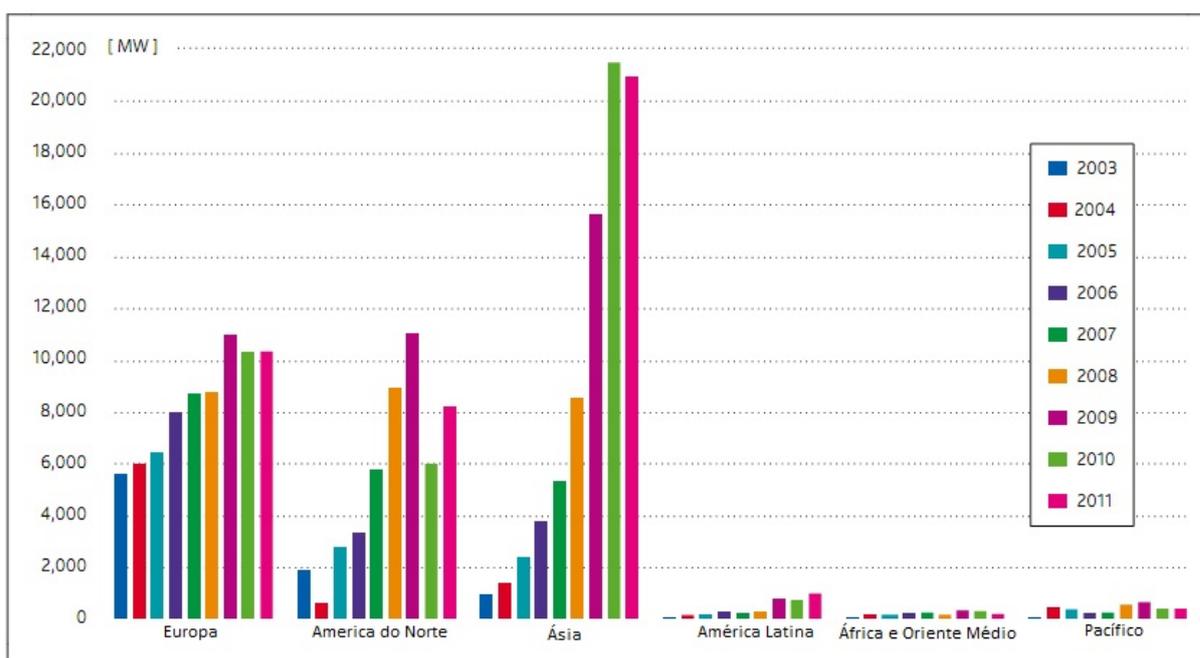


Figura 2. 15- Capacidade Instalada Anual por região 1996-2011 (Fonte: [7])

Tabela 2.2.2 - Dez principais fabricantes de Turbinas Eólicas em 2011 [8]

Empresa	País	% de mercado
Vesta	Dinamarca	12,7
Sinovel	China	9,0
Goldwind	China	8,7
Gamesa	Espanha	8,0
Enercon	Alemanha	7,8
GE Wind Energy	EUA	7,7
Suzlon Group	Índia	7,6
Guodian Unites Power	China	7,4
Siemens Wind Power	Alemanha	6,3
Ming Yang	China	3,6

2.2.1 Mercado Asiático

Pelo segundo ano seguido, a China instalou aproximadamente 18 GW, onde após uma década de amplo crescimento, o mercado de energia eólica chinesa parece ter entrado em fase de consolidação e agora tem trabalhado para resolver alguns problemas gerados pelo rápido crescimento [4].

Com a maior capacidade instalada de energia eólica no mundo, o governo chinês tem um claro compromisso com desenvolvimento de seus recursos energéticos, em parte motivado há alguns anos pela necessidade de aumentar a sua capacidade de geração de energia para abastecer uma economia em crescimento e estimular o desenvolvimento econômico rural. Além disso, o governo chinês está empenhado em diminuir as emissões nacionais de gases de efeito estufa e aumentar a redução da poluição atmosférica. Esse compromisso político era sustentado por políticas favoráveis para impulsionar o desenvolvimento da energia eólica, e isso levou a um crescimento excepcional no setor. Após quatro anos duplicando a sua capacidade eólica instalada de 2006-2009, uma capacidade recorde de 18,9 GW foi adicionada à frota de vento chinês em 2010, levando o total para 42,3 GW instalados. A energia eólica já representa quase um quinto de toda a energia anual de sua capacidade de geração na China, equiparando-se com as hidroelétricas [7] [9].

Além dos benefícios da segurança energética e ambiental, o governo chinês reconhece também a oportunidade econômica de construir uma forte base industrial doméstica. Em 2009, dos dez maiores fabricantes de turbinas eólicas no mundo, três eram chineses, e a capacidade de produção anual no país é agora de pelo menos 30 GW. Fabricantes chineses estão cada vez mais olhando para os mercados internacionais, e espera-se que as turbinas de vento chinesas em breve sejam totalmente competitivas no mercado global [9].

Na Figura 2.16 é apresentado o histórico do crescimento da capacidade instalada entre o período de 2001 a 2011, onde até o final do ano de 2011 um total 62,364 MW foram instalados.

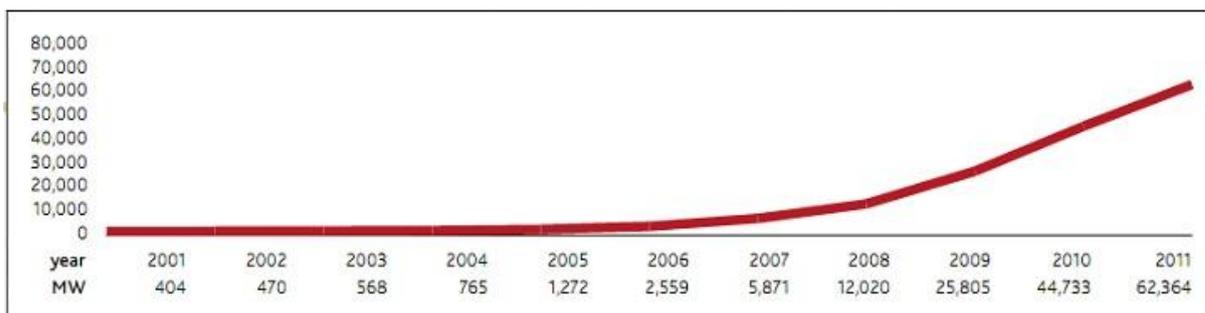


Figura 2. 16- Capacidade total instalada anual na China [7].

Um quadro semelhante está surgindo na Índia, embora em menor escala. Uma economia em rápido crescimento e expansão populacional cria uma demanda crescente de energia e abastecimento. Uma parte significativa da população não tem acesso à eletricidade, a fim de solucionar este problema, o governo indiano criou o objetivo de adicionar 78,7 GW de capacidade de geração de 2.007-2012, dos quais 10,5 GW serão novas capacidades de geração eólica. O Ministério Indiano das Energias Novas e Renováveis (MNRE) estima que há um potencial de 48,5 GW de desenvolvimento da energia eólica, mas especialistas do setor estimam que um mínimo de 100 GW poderão ser aproveitados na Índia. No final de 2010, a Índia tinha 13,1 GW de capacidade eólica instalada, com funcionamento de 40% no sul do estado de Tamil Nadu [7].

Como na China, a Índia tem estimulado o desenvolvimento de energia eólica de fabricação nacional, sendo a empresa indiana Suzlon uma das atuais líderes global. 17 empresas já fabricam equipamentos relacionados à energia eólica na Índia, com uma capacidade de produção de 7,5 GW por ano. Graças aos novos operadores no mercado, espera-se que este número cresça para 17 GW até 2013 ou mais, de acordo com o Instituto Mundial para Energia Sustentável (WISE). As turbinas de vento e pás de turbinas feita na Índia têm sido exportadas para o Brasil EUA, Europa, Austrália, China [9].

Nos últimos anos, a Índia foi o país que mais vem crescendo percentualmente na capacidade instalada, em 2010 passou os 2 GW de novas instalações e em 2011 novos 3 GW foram instalados, acumulando um total de 16,084 MW instalados como apresentado na Figura 2.17. Estes números são o resultado de um contínuo crescimento na demanda e à política prioritária por energia renováveis.

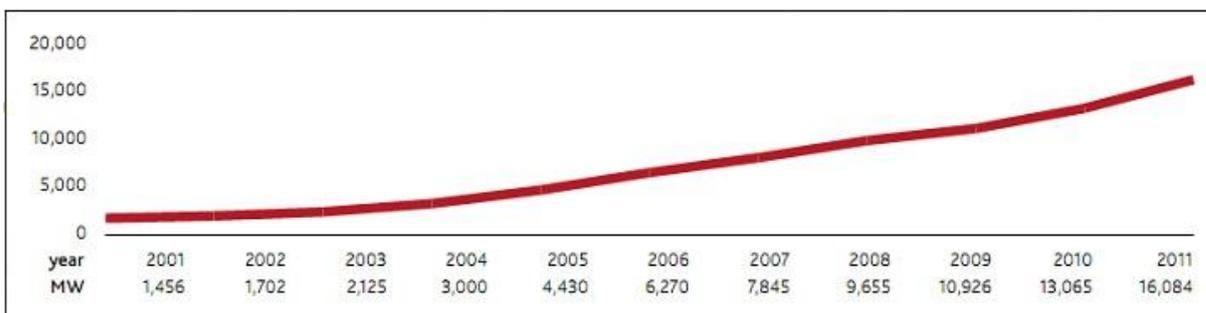


Figura 2. 17- Capacidade total instalada anual na Índia [7].

Embora os mercados de energia eólica no resto da Ásia estejam apenas na fase inicial de desenvolvimento, há um considerável potencial e alguns sinais promissores.

O mercado japonês se encontra, potencialmente, em início de uma nova rodada de crescimento no setor de energia. Após os grandes problemas enfrentados pelo país, decorrente dos desastres naturais de 2011, a energia nuclear passou a ser rejeitada por grande parte da população japonesa e agora seu governo segue em direção a novos investimentos no setor de energias renováveis. Na Figura 2.18 é apresentado o histórico de crescimento da capacidade instalada do Japão, o terceiro país com a maior capacidade instalada na Ásia.

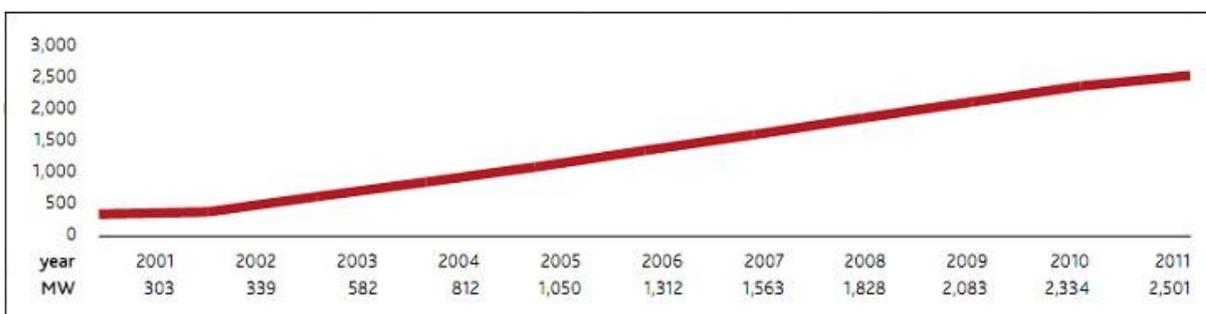


Figura 2. 18- Capacidade total instalada anual no Japão [7].

2.2.2 América do Norte

O mercado de energia eólica estadunidense instalou 6,810 GW em 2011, somando um total de 47 GW de capacidade instalada.

38 dos 50 estados possuem instalações eólicas e 14 deles têm mais de 1.000 MW instalados. Texas continua a ser o estado líder, com mais de 10 GW de capacidade total instalada de energia eólica e agora gera 7,8% das necessidades de eletricidade do estado. O estado de Iowa está em segundo lugar com 3.675 MW, e atualmente recebe cerca de 20% da sua eletricidade a partir de energia eólica, logo em seguida tem-se a Califórnia, Minnesota e Washington como outros grandes investidores nesse tipo de energia [7].

Fornecedores de componentes novos continuam a entrar no setor de energia eólica desde 2009, e mais de 400 fábricas dos EUA agora atendem à indústria. Cerca de metade dos equipamentos de geração eólica implantado nos EUA são fabricados internamente.

Mesmo com a crise econômica americana de 2008 e o período de recessão que tem acontecido até os dias de hoje, os Estados Unidos ainda representam a segunda maior parcela de mercado de novas capacidades instaladas anualmente. Seu histórico de crescimento pode ser visto na Figura 2.19 que ao final de 2011, este já possuía uma capacidade instalada total de 46,919 MW.

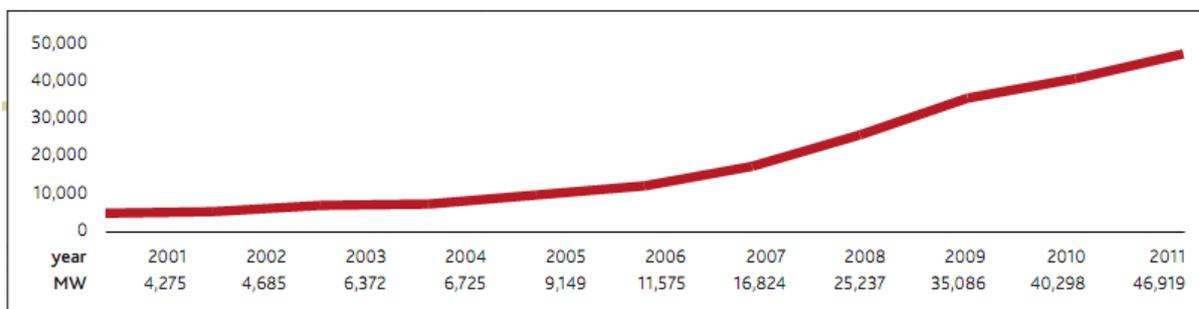


Figura 2. 19- Capacidade total instalada anual no EUA [7].

O mercado de energia eólica do Canadá registrou recorde em 2011, com 1267 MW instalados e passou pela primeira vez a marca de 1 GW instalado dentro de um ano. As perspectivas para 2012 são de mais 1500 MW instalados, totalizando uma capacidade instalada de 5265 MW e o governo tem como objetivo alcançar os 10GW até 2015 [7]. Na Figura 2.20 são apresentados os dados de crescimento da capacidade instalada na geração de energia eólica no Canadá.

A província de Ontário, no Canadá, lidera o ranking de desenvolvimento de energia eólica no país com mais de 1,5 GW de capacidade eólica instalada. A província adotou o seu Green Energy Act, em 2009, que introduziu uma tarifa da alimentação para a energia eólica, e isso é definido para impulsionar substancialmente o desenvolvimento da energia eólica na província. Outras províncias também têm investido na energia eólica, dentre elas as principais incluem Quebec (806 MW) e Alberta (663 MW) [7].

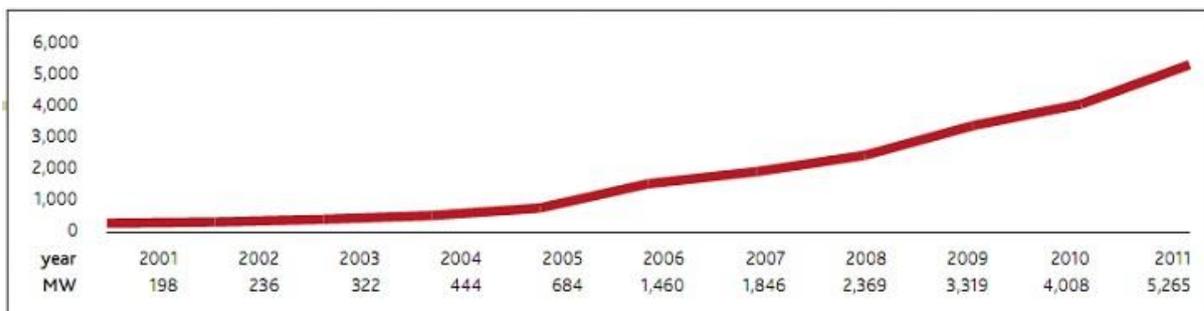


Figura 2. 20- Capacidade total instalada anual no Canadá [7].

2.2.3 Europa

Em toda Europa a capacidade instalada em 2011 foi de 10281 MW, sendo que 6616MW foram instalados por países compostos pela União Européia. Atualmente a capacidade instalada em toda Europa é de 96,6 GW, dos quais 93,95 GW estão na União Européia [7].

As instalações *offshore* em 2011 tiveram um leve declínio, representaram 866 MW, apenas 17 MW a menos em relação ao ano anterior. Na liderança das instalações *offshore*, a Inglaterra ultrapassa os 2000 MW totais instalados e é seguida pela Dinamarca com 857 MW [7].

Em termos de instalação anual, a Alemanha, que vem com uma grande margem de diferença, foi a que mais cresceu, instalou 2086 MW de novas capacidades. A Inglaterra vem em segundo com 1293 MW (incluindo as capacidades *offshore*), seguido pela Espanha (1050 MW), Itália (950 MW), França (830 MW), Suécia (763 MW), Romênia (520 MW), Turquia (470 MW) e Polônia (435 MW) [7] [9].

Como em outros mercados desenvolvidos, o crescimento foi prejudicado por ramificações da crise financeira. Conforme a Figura 2.21, ao final de 2011, a Europa possuía como capacidade instalada total de 93,947 MW.

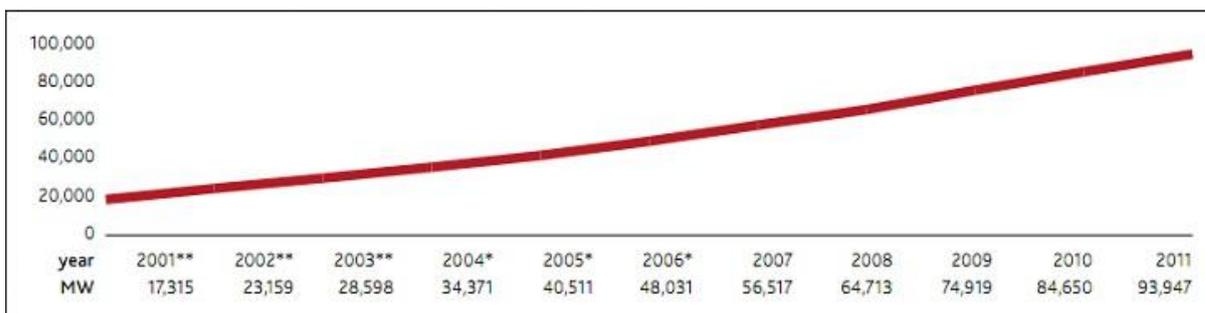


Figura 2. 21- Capacidade total instalada anual na Europa [7].

2.2.4 América Latina

América Latina, uma região da diversidade cultural e econômica, possui um dos maiores potenciais eólicos do mundo. Lar de muitas economias em crescimento, com aumento da procura de eletricidade, somado ao fato de que esta parte do mundo é considerada um território privilegiado para a implantação da energia eólica.

Inicialmente com desenvolvimento modesto, já há sinais concretos de que a região está na iminência de desenvolver uma indústria de energia eólica substancial para complementar a sua riqueza hídrica e da biomassa, principalmente o Brasil e México.

Dentre os países latinos, o país que mais progrediu em relação a energia eólica foi o Brasil, maior economia da região. Este país tem uma vasta área de grande potencial para a energia eólica, combinado com uma demanda crescente de eletricidade e sólidos industriais e infra-estrutura de rede. No final de 2010, 930 MW de capacidade eólica estavam operando no Brasil, com uma série de projetos de mais de 4.000 MW até 2013, a maioria dos quais foram contratados em 2009 e 2010, por meio de leilões. Desde dezembro de 2009, sete principais fabricantes mundiais se comprometeram a construir instalações de produção no Brasil, a maioria dos quais já está em construção. O Brasil está definido para não ser apenas o maior mercado de energia eólica na região, mas será também importante centro industrial para essa tecnologia [4] [9].

Em 2011 o Brasil alcançou um total de 1509 MW de capacidade instalada, com perspectiva de atingir os 7000 MW até 2016. Esse fato tem atraído muitos fabricantes de componentes a estabelecer fábricas no país [7]. Na Figura 2.22 é apresentado um histórico de desenvolvimento da capacidade total instalada de geração de energia eólica para os anos de 2005 a 2011, nota-se que a partir de 2009 a curva de crescimento do Brasil torna-se bem mais acentuada.

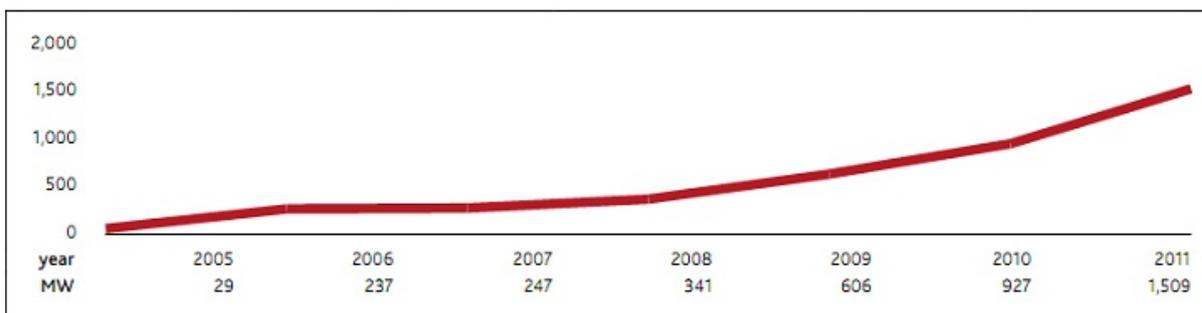


Figura 2.22- Capacidade total instalada anual no Brasil [7].

O México também possui grande potencial eólico, principalmente na região de Oaxaca, mas também em Baja California, bem como em outras regiões. A capacidade eólica instalada do México aumentou mais de seis vezes desde o final de 2008, e 316 MW de nova capacidade foram adicionados em 2010, atingindo um total de 519 MW [9]. Um demonstrativo do desenvolvimento da capacidade instalada total para os últimos anos está representado na Figura 2.23. Semelhante ao Brasil, o setor de energia eólica mexicano começa a apresentar números mais representativos a partir do ano de 2009.

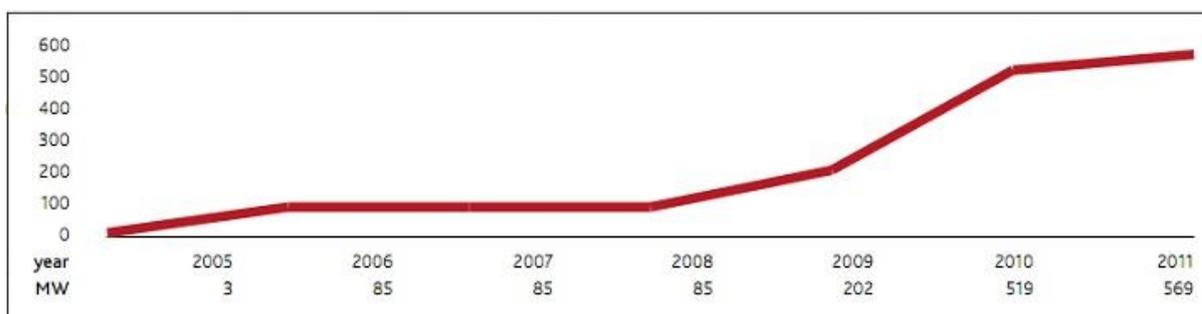


Figura 2.23- Capacidade total instalada anual no México [7].

As fontes de vento da Argentina são inigualáveis na região, e estima-se que seja suficiente para suprir a demanda de toda a América Latina várias vezes. O mercado argentino tem começado a se movimentar fortemente, com a instalação em 2011 de 79 MW o que representa mais que 100% de aumento no total da capacidade Instalada [7].

Outro mercado promissor é o Chile, que teve quase 172 MW de energia eólica em operação no final de 2010. Uma série de grandes projetos de energia eólica está em desenvolvimento, e eles são extremamente necessários para ajudar a aliviar a escassez crônica de gás [9]. O Chile ainda caminha de forma devagar no setor de geração de energia eólica, terminando o ano de 2011 com apenas 202 MW de capacidade total instalada, como pode ser visto na Figura 2.24.

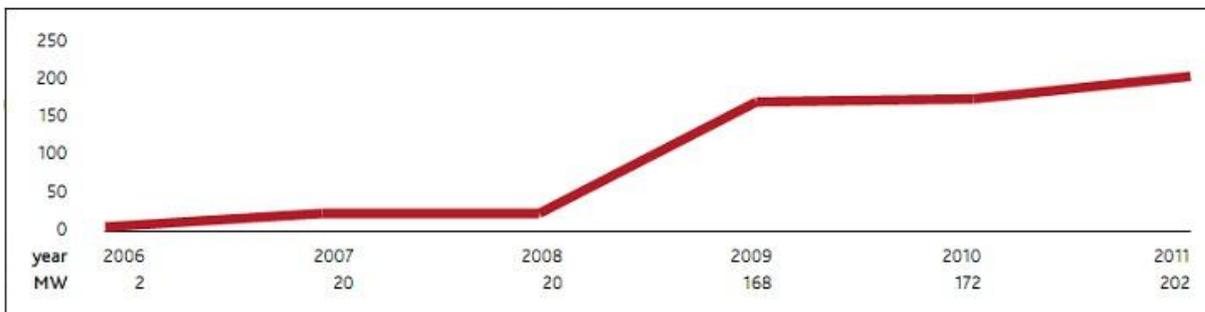


Figura 2. 24- Capacidade total instalada anual no Chile [7]

Uruguai também está começando a desenvolver seus recursos de energia eólica e adicionou 23 MW de nova capacidade para um total de 43 MW no final de 2010. O país tem uma meta de atingir 500 MW até 2015 [9].

Outro mercado de energia eólica na região é a Costa Rica, que tinha cerca de 123 MW de energia eólica no final de 2010, e um novo projeto de 50 MW está em desenvolvimento; Já o Peru teve quase 150 MW em construção no final de 2010; Venezuela, com 100 MW em construção, previstos para entrar em operação em 2011; Jamaica, com 24 MW de capacidade instalada; Nicarágua instalou 40 MW de energia eólica em 2009, e Honduras, com 102 MW em desenvolvimento, previstos para entrar em operação em 2012 [7] [9].

2.2.5 África

A energia eólica pode trazer muitos benefícios para a África, devido à sua escalabilidade, o que significa que ela pode desempenhar um papel fundamental em ambos os sistemas descentralizados e centralizados. Além disso, o fato de que a energia eólica não usar água para gerar eletricidade é uma boa notícia para esta falta de água no continente.

Nesse continente, cerca de um quarto da população mundial não tem acesso à eletricidade, e esse problema é especialmente grave nas áreas periurbanas e rurais na África Subsaariana. Em muitos países Africanos, a eletricidade que está disponível é susceptível de ser gerada a partir de geradores a diesel ou bicomustível em pequena escala. Estes, muitas vezes usam combustíveis importados caros, gastando uma parcela considerável de suas reservas cambiais na importação de energia [9].

A produção de energia em grande escala na África, onde existe, é gerada principalmente por parte das hidrelétricas (como o encontrado no Egito) ou pela geração a base do carvão (como na África do Sul) [9].

A maior fonte de energia eólica da África está localizada em torno das costas e nos planaltos a leste, mas é só no Mediterrâneo Norte de África que a energia eólica tem sido desenvolvida em grande escala. 97% das instalações eólicas do continente estão localizados no Egito (550 MW), Marrocos (286 MW) e Tunísia (114 MW) [9].

O Egito tem uma meta de produzir 20% de sua energia elétrica a partir de fontes renováveis até 2020, e isso inclui 12% contribuição da energia eólica, que se traduz em mais de 7.200 MW de energia eólica conectados à rede [9].

Marrocos tem excelentes recursos eólicos no litoral, bem como no interior, perto da Cordilheira do Atlas. O governo marroquino definiu uma meta de aumentar a contribuição das energias renováveis para 20% do consumo nacional de eletricidade até 2020. A energia eólica é preparada para desempenhar um papel fundamental com 2.000 MW de capacidade instalada, acima dos 286 MW existentes no final de 2010. Metade disso será instalada pela concessionária de propriedade do governo, com a outra metade vinda do setor industrial privado que produzirão sua própria energia [9].

O sistema de eletricidade da África do Sul, que é essencialmente baseado no carvão, sofre com as baixas margens de reservas, e é pouco adequado para atender a demanda. Estima-se que o país precise construir 40 GW de nova capacidade de geração até 2025. África do Sul é ideal para o desenvolvimento da energia eólica, dada a sua abundância de recursos eólicos [9].

Embora atualmente apenas um parque eólico em escala comercial esteja em funcionamento, com 8 MW, o Sul Africano Wind Energy Association (SAWEA) estima que, com o quadro político adequado, a energia eólica pode fornecer até 20% da energia demandada pelo país em até 2025, representando aproximadamente 30.000 MW de capacidade eólica instalada [9].

É interessante notar a evolução recente da África Oriental, com um projeto de 300 MW em construção no Quênia e em outros projetos de energia eólica vem avançando na Etiópia e na Tanzânia. Estes primeiros projetos darão uma contribuição substancial para a capacidade de produção total em cada um desses países e pode-se estimular a evolução semelhante em larga escala em outros países Africano [9].

2.2.6 Oriente Médio

O Oriente Médio é rico em petróleo e gás, mas essas reservas estão distribuídas de forma desigual, com alguns países grandes exportadores de petróleo e outros importadores. Com o aumento da prosperidade em grande parte da região, a demanda de energia tem crescido rapidamente.

Uma série de governos no Oriente Médio possuem planos nacionais para as energias renováveis, mas a captação da corrente de energia eólica está em sua infância, com apenas 91 MW instalados no Irã, 8 MW em Israel e 2 MW, no rio Jordão. Embora menos uniformemente distribuída do que a energia solar nessa região, o vento é excelente em alguns países como o Irã, Omã, Síria, Arábia Saudita e Jordânia [7] [9].

O Irã é o único país na região com instalações em grande escala de energia eólica. O país tem atualmente dois parques eólicos, com uma capacidade combinada de 91 MW. Há planos para expandir a capacidade eólica para 400 MW nos próximos anos. Estudos preliminares têm mostrado que o Irã tem pelo menos 6,5 GW de potencial prático de energia eólica [9].

Cabo Verde foi o país que mais cresce nesse setor, fechando o ano de 2011 com a instalação de mais 23 MW, o que representou um total de 24 MW instalados [7].

2.2.7 Região do Pacífico

No final de 2011 o mercado australiano recebeu o acréscimo de novos 234 MW instalados, trazendo um acumulado de capacidade instalada de até 2224 MW, como demonstrado no gráfico da Figura 2.25. Na Austrália do Sul já se ultrapassou a marca dos 1 GW com 1,151 GW instalados, o que representa 20% de toda a eletricidade consumida no estado [7].

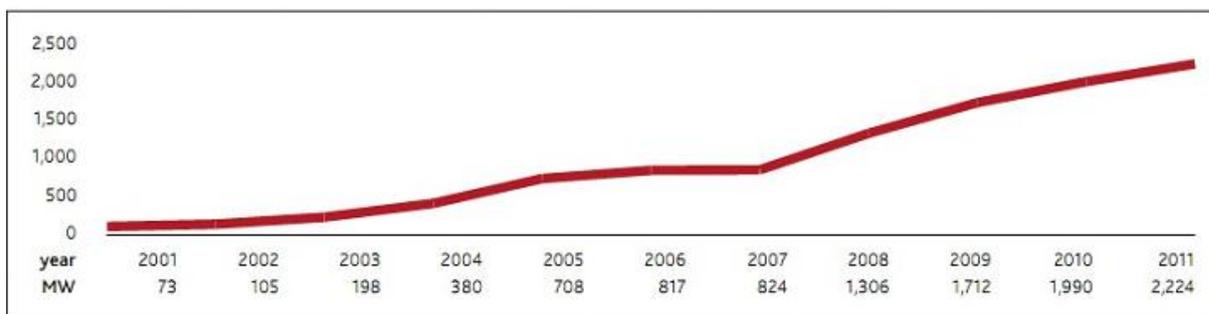


Figura 2.25 - Capacidade total instalada na Austrália.

Nova Zelândia instalou-se 109 MW em 2011 de um total de 623 MW, representado um crescimento de 20% na capacidade acumulada e 4% de toda energia consumida no país [7].

Capítulo 3

3.1 Tipos de aerogeradores utilizados na geração de energia elétrica

3.1.1 Rotores de eixo vertical

Em geral, esse tipo de rotor é mais barato que os de eixo horizontal, pois não necessitam de mecanismos de acompanhamento da variação do vento, dessa forma o rotor gira enquanto que o gerador fica fixo. Em razão dessas limitações seu desempenho é inferior ao de rotor horizontal.

Os dois tipos de rotores verticais mais conhecidos são o Darrieus e o Savonius.

O rotor tipo Darrieus é formado por 2 ou 3 pás, funcionando por meio da força de sustentação criada pelo vento e possui melhor eficiência que o rotor Savonius, podendo alcançar no máximo 40% de aproveitamento do vento em condições ideais. Na Figura 3.1 tem-se um exemplo de aerogerador de eixo vertical de duas pás do tipo Darrieus.

Já o rotor do tipo Savonius é um modelo mais simples, seu movimento é resultante apenas pela força de arrasto do ar, sua maior eficiência se dá em ventos fracos e pode chegar a no máximo 20% de aproveitamento do vento. Um exemplo de gerador com rotor tipo Savonius é demonstrado na Figura 3.2.



Figura 3. 1 - Aerogerador de eixo vertical tipo Darrieus [10]

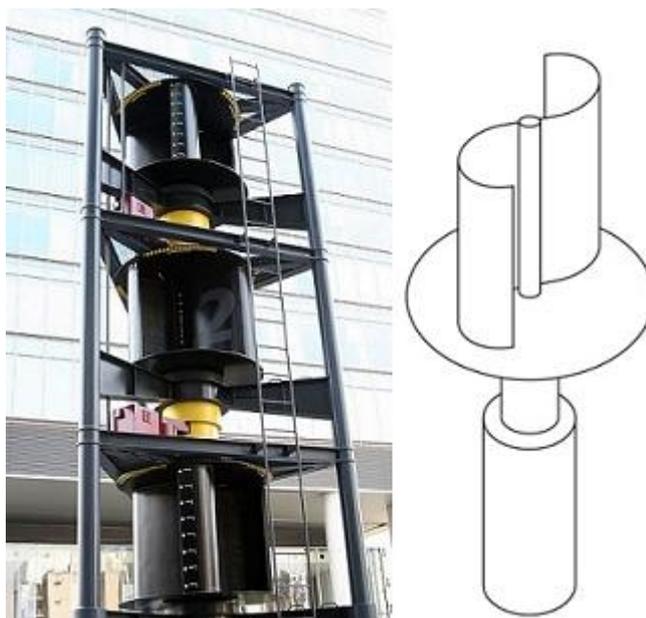


Figura 3. 2 - Aerogerador de eixo vertical do tipo Savonius [10]

3.1.2 Rotores de eixo horizontal

Turbinas eólicas de eixo horizontal são as mais conhecidas e utilizadas na geração de energia elétrica, alcançam uma maior eficiência em comparação com as de eixo vertical, compensando seus custos maiores de investimento.

Os rotores de eixo horizontal são movimentados, predominantemente, por meio da força aerodinâmica de sustentação (*lift*), semelhante ao funcionamento das asas de um avião. O vento incidente na direção da pá percorre dois caminhos, um pela parte superior e outro pela parte inferior. No caminho da parte superior, o caminho mais longo, ocorre o aumento da velocidade fazendo com que a pressão nessa região se torne mais baixa, e essa diferença de pressão entre as faces da pá resulta em uma força de baixo para cima, chamada de sustentação. Tal força depende da densidade do ar, da área da pá, da geometria do corpo, ângulo de ataque e é proporcional ao quadrado da velocidade do vento.

Em sua maioria, os rotores de eixo horizontal mais utilizados são os constituídos por três pás, mas também há outros modelos como os de uma pá e um contrapeso, duas pás ou múltiplas pás. Estruturalmente, a posição do rotor em relação à torre, pode estar posicionada a jusante do vento ou a montante deste. Quando posicionada à jusante, a “sombra” da torre pode causar vibrações nas pás e quando a montante surge o problema

inverso, a “sombra” das pás causa vibrações na torre. Na Figura 3.3 tem-se um exemplo de turbina eólica *offshore* de eixo horizontal com rotor a montante em relação à torre.



Figura 3. 3 - Aerogerador de eixo horizontal [10]

3.2 Estrutura da turbina eólica

A estrutura de um aerogerador pode variar quanto ao tamanho e formato, dependendo do fabricante e de sua potência, mas essencialmente é constituído pela torre, rotor e nacelle, como descrito na Figura 3.4.

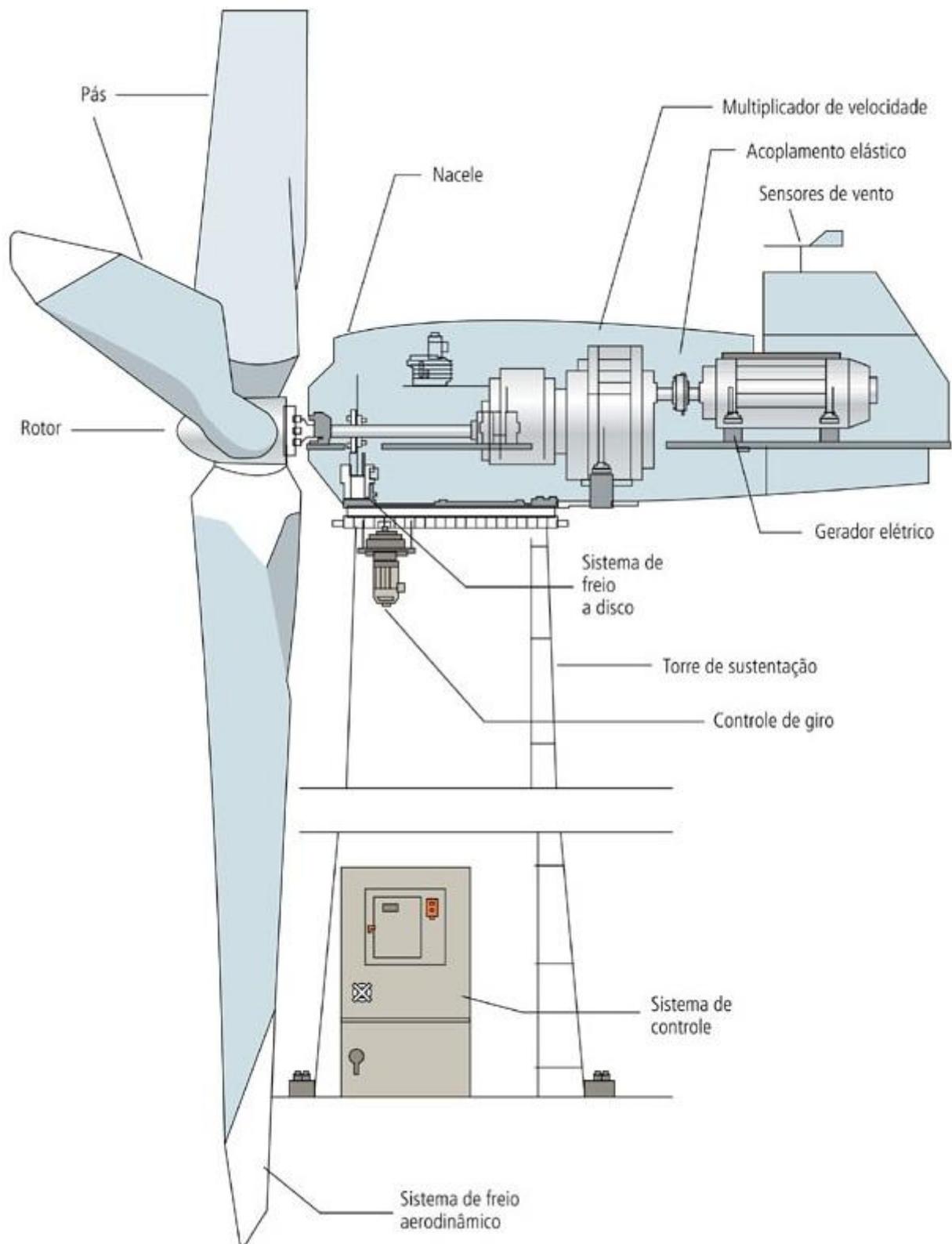


Figura 3. 4 - Componentes da turbina eólica [11].

3.2.1 Nacele

No nacele é onde está a maior parte dos componentes da turbina, como o gerador, todos os sistemas de controle, motores que regulam o posicionamento da estrutura em relação ao vento e a caixa de engrenagem. Como exemplo, na Figura 3.5 tem-se os principais componentes que constituem o nacele.

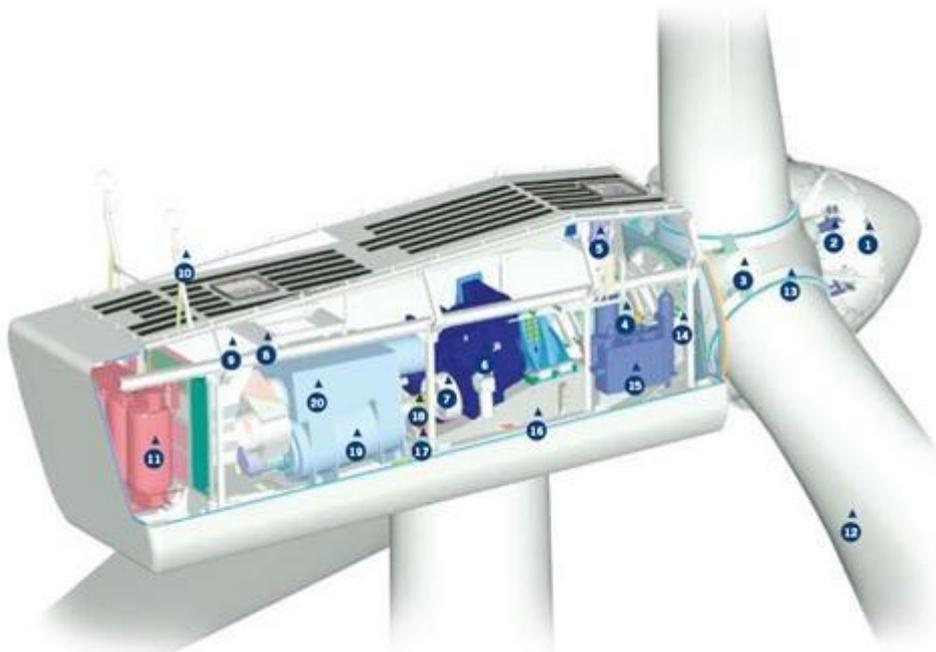


Figura 3. 5 - Vista do interior do nacele de uma turbina eólica utilizando um gerador convencional [12].

1. Controlador do Cubo
2. Controle Pitch
3. Fixação das pás no cubo
4. Eixo principal
5. Aquecedor de óleo
6. Caixa multiplicadora
7. Sistema de freios
8. Plataforma de serviços
9. Controladores e Inversores
10. Sensores de direção e velocidade do vento
11. Transformador de alta tensão
12. Pás
13. Rolamentos das pás
14. Sistema de trava do rotor
15. Sistema hidráulico
16. Plataforma da nacele
17. Motores de posicionamento da nacele
18. Luva de acoplamento
19. Gerador
20. Aquecimento de ar

3.2.2 Rotor

O rotor é responsável por transferir a energia cinética contida nos ventos para o gerador. Na estrutura encontram-se as pás, cubo e eixo.

Por meio das pás, ocorre a interação com o vento, onde é feita a captação da energia cinética e convertida em trabalho mecânico. Com a finalidade de obter um melhor aproveitamento, as turbinas eólicas utilizam-se do controle de velocidade por passo, que funciona a partir de rolamentos e motores localizados nas bases das pás, ligados por meio do cubo, possibilitando a rotação das pás e a modificar seu ângulo de ataque. Através do eixo, responsável por acoplar o cubo ao gerador, realiza-se a transferência da energia mecânica para o gerador [12].

Na figura 3.6 da esquerda está um exemplo de um cubo para a conexão das pás e na foto da direita o cubo instalado.



Figura 3. 6 - Cubo de uma turbina eólica [10].

3.2.3 Caixa de Engrenagem

A caixa de engrenagem, formada pela transmissão e caixa multiplicado, possui a finalidade de transmitir a energia mecânica produzida no rotor para o gerador e adaptar a baixa rotação dos rotores à velocidade mais elevada dos geradores. Em geral, a velocidade de rotação dos rotores situa-se numa faixa de 20 a 150rpm, enquanto que a velocidade dos geradores convencionais está entre 1200 a 1800rpm [12].

3.2.4 Gerador

O gerador transforma a energia mecânica do rotor em energia elétrica. Entretanto, o fato de estar utilizando como fonte energia o vento, alguns fatos devem ser levados em consideração, como: a variação da velocidade do vento, o que força o gerador a trabalhar em uma faixa maior de rotação, a variação do torque de entrada, a exigência de frequência e tensão constantes na energia final.

3.2.5 Sistema de controle

Há diversos sistemas de controle no aerogerador, dentre os principais estão os sistemas de monitoramento de velocidade, regulados pelo controle de passo e estol, e o controle de direção do rotor que o direcionando sempre no sentido do vento como forma de aumentar a eficiência da captação da energia eólica.

3.2.6 Torre

Possui unicamente a função de sustentar e posicionar o rotor a uma altura conveniente.

3.3 Evolução da turbina eólica de grande porte

O comércio de turbinas eólicas de grande porte tem se desenvolvido em ritmo acelerado nos últimos 15 anos. No gráfico da Figura 3.7, pode-se notar o seu desenvolvimento com o aumento da potência e tamanho, resultado de esforços na procura por captar ventos mais fortes que estão acessíveis na maioria dos casos em altitudes mais elevadas.

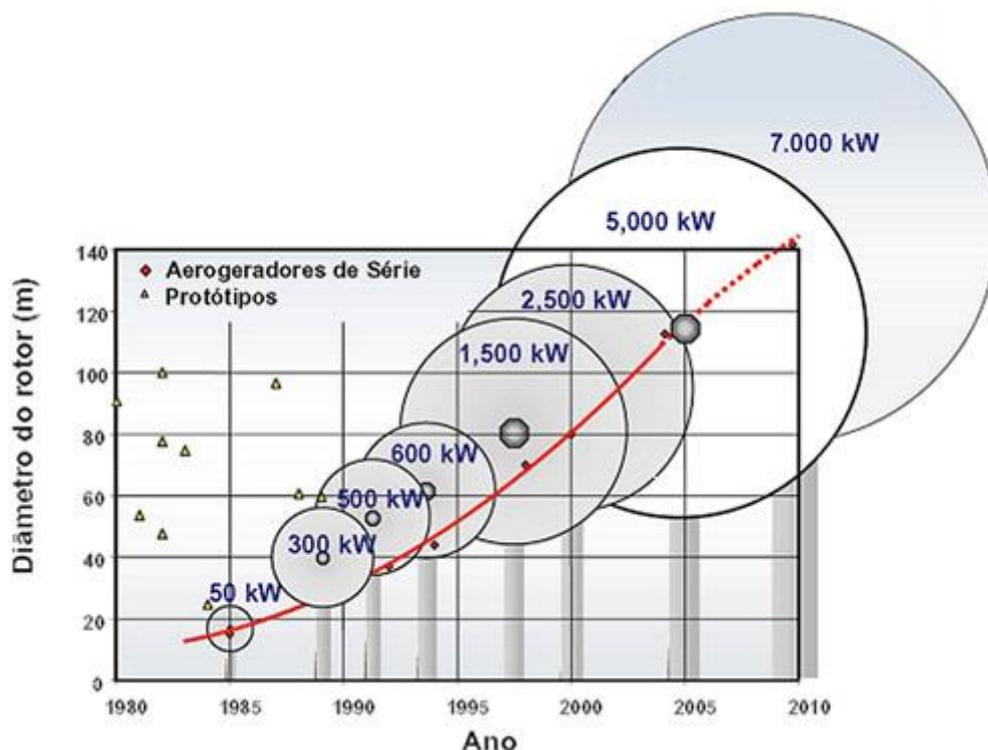


Figura 3. 7 - Evolução do diâmetro do rotor [13].

3.4 Evolução das tecnologias e aerogeradores

Diversas tecnologias foram desenvolvidas com o intuito de obter melhores rendimentos das turbinas eólicas. Apesar disso, no mercado de aerogeradores apenas alguns conceitos em termos construtivos se consolidaram.

As primeiras turbinas comerciais instaladas no mundo possuíam pás fixas ao cubo do rotor. Com uma configuração mais simples e de custos menores, tinham como única forma de limitar a potência e a velocidade, a utilização do controle por estol (este método é abordado no Capítulo 4).

Como nesses tipos de turbinas não é utilizado qualquer tipo de sistema de controle de ângulo de passo, a estrutura é mais simples e com menos partes móveis, o que facilita a manutenção e gera menos custos. No entanto, esse tipo de sistema, apesar de robusto, tem menor eficiência, pois este não permite o bom controle de potência e nem de velocidade.

Posteriormente, surgiu uma nova concepção que misturava o controle estol com um mecanismo de variação do ângulo da pá, denominada de estol ativo. Tal mecanismo, por

meio da variação do ângulo das pás em direção do estol, acelerava o processo de controle de potência em baixas velocidades com mudanças mínimas no ângulo das pás.

Novas tecnologias surgiram melhorando o desempenho das turbinas. As turbinas atuais passaram a utilizar, além do controle estol, o controle de passo que permitia a variação do ângulo em função da velocidade do vento, rotação ou potência. Dessa forma era possível um melhor controle na variação da potência e rotação mecânica das turbinas.

As turbinas eólicas podem ser de dois tipos de operação, as que trabalham em regime de velocidade constante e as de velocidade variável.

As turbinas de velocidade constante operam em uma faixa restrita de apenas 2% da velocidade síncrona. Em sua maioria são equipados com geradores do tipo indução gaiola de esquilo (gerador síncrono com excitação elétrica - EESG) que possuem o estator diretamente conectado a rede elétrica, conseqüentemente, necessitam operar com uma velocidade constante próxima a velocidade do campo do estator, em razão da frequência elétrica da rede. Esse tipo de gerador possui a desvantagem de necessitar de altas correntes de partida e demandar potência reativa.

A baixa rotação do rotor n_t é transmitida ao gerador de rotação n_g por um multiplicador com relação de transmissão r . A velocidade do gerador depende do número de pólos p e da frequência do sistema elétrico f .

$$n_t = \frac{n_g}{r}, n_g = \frac{f}{p}, n_t = \frac{f}{r.p}$$

Nas turbinas com velocidade variável podem ser utilizados geradores síncronos ou assíncronos e possuem a vantagem de reduzir a fadiga de componentes mecânicos, de reduzir as flutuações de tensão e de melhor aproveitamento da energia do vento em baixas velocidades. As desvantagens desse tipo de turbina são os custos maiores e a geração de harmônicos, associado à conversão de frequência, mas que podem ser reduzidos por meio de filtros.

Na Figura 3.8 tem-se um exemplo comparativo da potência mecânica gerada por uma turbina que opera com velocidade constante e outra variável.

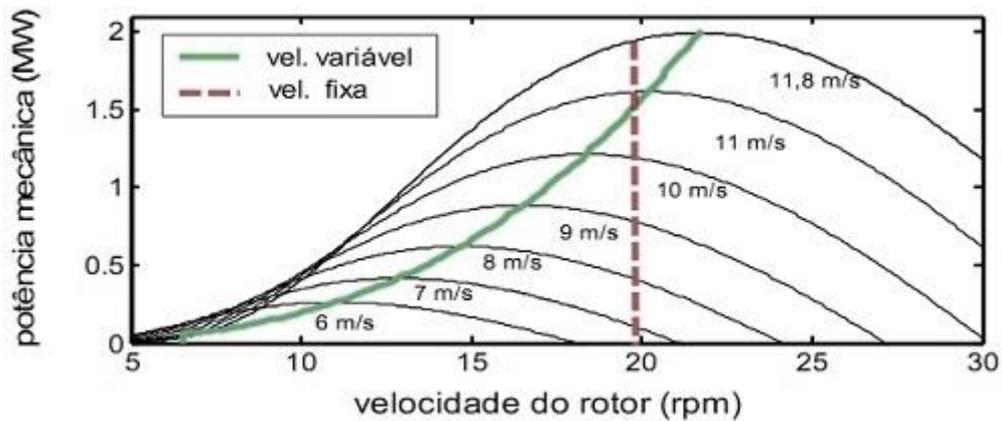


Figura 3. 8 - Comparação entre a potência mecânica de turbinas de velocidade fixa e variável [14].

A partir da leitura das curvas da Figura 3.8, nota-se que para cada valor de velocidade de vento há uma região onde a potencia máxima é ótima para uma referida velocidade do rotor (ponto de melhor eficiência energética). Por esse motivo, ao se comparar o rendimento, para a variada faixa de velocidade de ventos, atualmente, os fabricantes estão dando preferência por adotar cada vez mais turbinas eólicas de velocidade variável.

3.5 Tipos de geradores e sistema de controle

Como se pode notar, tanto geradores síncronos quanto geradores assíncronos podem ser empregados na geração de energia eólica e dentre diversas variedades de tecnologias utilizadas, três tipos de geradores se destacam por sua penetração no mercado mundial:

- Gerador de indução em gaiola de esquilo ou gerador síncrono com excitação elétrica (Electrical Excited Synchronous Generator - EESG).
- Gerador de indução duplamente alimentado (Doubly Fed Induction Generator - DFIG).
- Gerador síncrono de imã permanente (Permanente Magnet Synchronous Generator - PMSG).

3.5.1 Gerador de indução em gaiola de esquilo (EESG)

Esse tipo de gerador foi por muitos anos utilizados na Dinamarca e em algumas partes do mundo, por essa razão ficou conhecido como “The Danish concept”. Composto por um gerador do tipo gaiola de esquilo com compensação paralela de reativos por meio de banco de capacitores, possui sua velocidade de rotação acoplada magneticamente à frequência elétrica da rede, o que resulta em uma variação de rotação muito pequena, caracterizando-se dessa forma como gerador de velocidade constante.

A figura 3.9 mostra o esquema de um sistema eólico com gerador de indução em gaiola de esquilo. Neste tipo de gerador há a necessidade da utilização de banco de capacitores para a compensação de reativos. Entretanto, a entrada de capacitores na rede causa fortes distúrbios na tensão da rede elétrica, e como forma de amenizar esses distúrbios podem ser empregados a utilização de equipamentos do tipo SVC (Static Var Compensator) ou DSTATCOM (Distribution Static Synchronous Compensator).

As principais vantagens desse tipo de gerador estão no menor custo, na ausência de circuito de excitação, no melhor comportamento transitório e um melhor comportamento quando em sobrecarga.

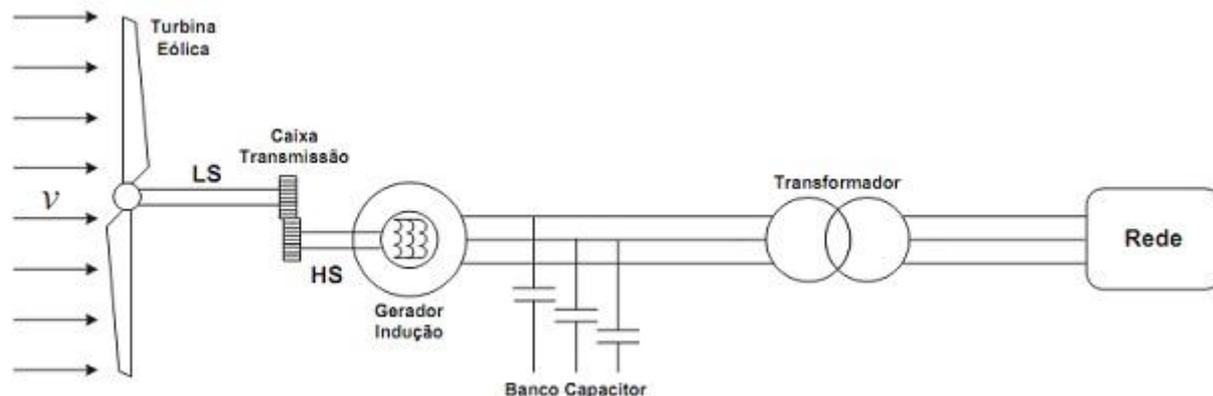


Figura 3. 9 - Sistema de geração eólica com EESG [15]

3.5.2 Gerador de indução duplamente alimentado (DFIG)

Adotado pela grande maioria dos fabricantes do mercado de energia eólica, esse tipo de gerador possui os enrolamentos do rotor conectados à rede elétrica por meio de dois conversores de potência, permitindo assim operar em velocidade variável para uma

otimização da potência ativa fornecida pelo gerador. A rotação do rotor gira em torno de 10 a 25rpm, operando dessa forma em velocidade variável.

Na Figura 3.10 é demonstrado o esquema do sistema de geração com uma turbina eólica do tipo DFIG. A alimentação do gerador de rotor bobinado é feita através de dois circuitos. No estator da máquina a alimentação é direta da rede, enquanto que o rotor é conectado ao sistema elétrico por meio dos dois conversores estáticos do tipo *back-to-back*, no qual estes são conectados por um barramento de corrente contínua (*link* CC).

Por meio de um esquema de controle vetorial de corrente realizado pelo conversor de potência é injetado no rotor correntes trifásicas de amplitude, fase e frequência variável. Permitindo desta forma, um controle independente da potência reativa e ativa fornecida pelo gerador e o controle da velocidade do rotor entre -50 a +30% da velocidade síncrona. Uma vantagem desse tipo de conversor de potência está na característica bidirecional que possui, possibilitando ao gerador tanto absorver como fornecer energia da rede. [12].

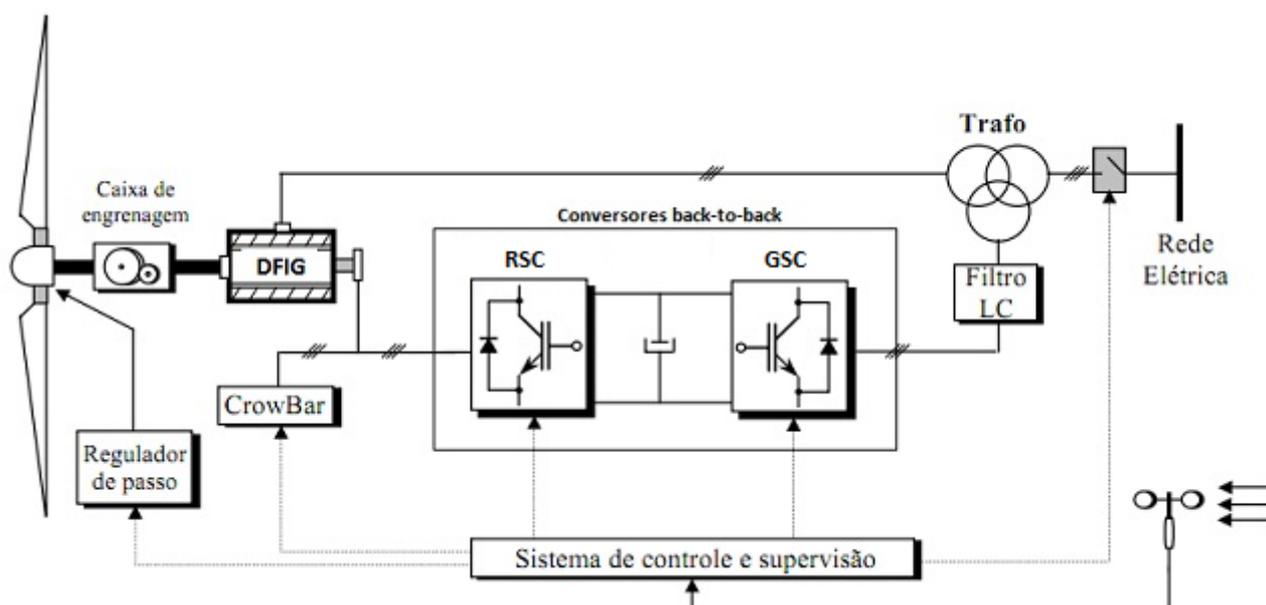


Figura 3. 10 - Sistema de geração eólica com gerador DFIG [16]

Referente à Figura 3.10, o Conversor do Lado do Rotor (RSC –“Rotor Side Converter”) controla, indiretamente, a velocidade ótima de operação e a potência ativa e reativa do circuito do estator. Já o Conversor do Lado da Rede (GSC -“Grid Side Converter”) é responsável por regular o barramento CC mantendo a tensão constante no *link* CC e de controlar o fator de potência entre o circuito do rotor e a rede elétrica. Com a finalidade de proteger o rotor contra transitórios de tensão e corrente nos enrolamentos do rotor durante

uma falta, o circuito de proteção denominado *crowbar*, formado por resistências, limita a corrente do rotor durante um curto-circuito ou sobretensão.

As vantagens do aerogerador tipo DFIG são: Potências menores dos conversores de potência do circuito no rotor, o que resulta em menores custos do sistema e maior eficiência do sistema, em razão das menores perdas dos conversores. Já as desvantagens estão na necessidade de uma manutenção periódica das escovas do circuito, e devido ao estator estar conectado diretamente com a rede elétrica há a necessidade da caixa de engrenagem.

3.5.3 Gerador síncrono de ímã permanente

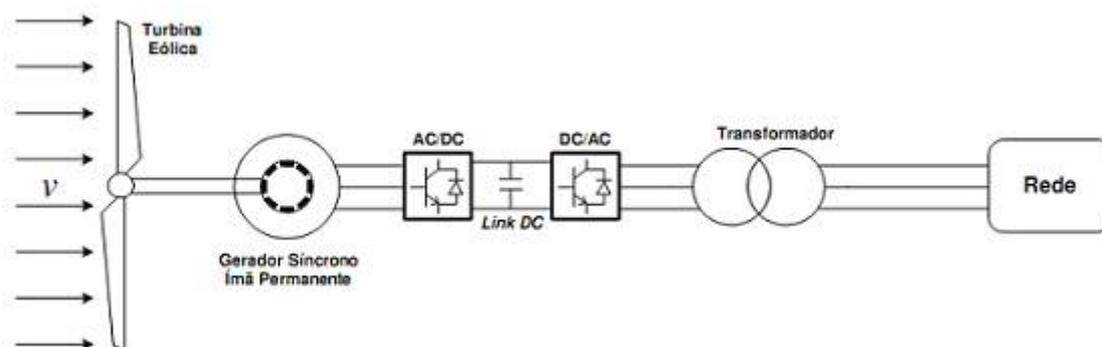


Figura 3. 11 - Sistema de geração eólica com gerador síncrono de ímã permanente [15]

O gerador síncrono de ímã permanente é conectado ao sistema elétrico por meio de dois conversores de frequência, como é demonstrado na Figura 3.11. O gerador opera com velocidade similar ao DFIG, porém sem a presença de uma caixa multiplicadora. Os enrolamentos do estator são de cobre e o fluxo magnético é gerado por um conjunto de ímãs permanentes dispostos no rotor, o qual opera em velocidade síncrona. Como essa turbina não possui caixa de engrenagem, esse tipo de gerador necessita ter um grande número de pólos para compensar a baixa rotação do rotor, uma vez que a frequência elétrica é igual à frequência mecânica da turbina multiplicado pelo número de pólos.

$$f_e = f_m \cdot N_{polos}$$

f_e = frequência elétrica [Hz]

f_m = frequência mecânica do rotor [rps]

N_{polos} = número de pares de pólos do gerador

A presença dos conversores de frequência é essencial para fazer o *link* entre gerador, que opera em velocidade variável, e a rede elétrica de frequência constante.

Os geradores síncronos de ímã permanente possuem algumas vantagens em relação aos outros tipos de geradores: não precisam de circuito externo de excitação; não possuem perdas nos circuitos de campo; podem operar em baixa velocidade; não necessitam de caixa de engrenagem e possuem menor custo de manutenção, pois não possuem escovas e caixas multiplicadoras.

Capítulo 4

4. Princípios de conversão de energia

4.1 Introdução

Neste capítulo, serão apresentados os fundamentos físicos para a transformação da energia cinética do vento em energia mecânica rotacional. Será demonstrado como ocorre a interação da turbina eólica com as principais forças envolvidas nesse processo de conversão de energia cinética em energia mecânica, sendo estas as forças de arrasto e de sustentação. Também serão expostos alguns conceitos de turbinas com velocidade fixa e variável e métodos de limitação de potência.

4.2 Energia cinética do vento

No desenvolvimento e análise de sistemas de energia eólica é essencial ter-se um modelo aerodinâmico preciso. Por meio desse modelo aerodinâmico é possível determinar a potência mecânica aplicada ao eixo do gerador, levando-se em consideração as diferentes velocidades do vento e diferentes ângulos de passo das pás das hélices. Este tipo de modelo pode ser utilizado para diferentes aerogeradores, não dependendo, dessa forma da escolha do tipo de gerador.

Há diversos modelos que representam o comportamento aerodinâmico do rotor. Entretanto o modelo mais utilizado em estudos dinâmicos é o baseado na quantidade de energia cinética presente em uma coluna de massa de ar, de velocidade constante, que se desloca pela seção de rotação das pás do rotor.

Inicialmente, consideramos que a energia cinética E [joules] contida em uma massa de ar m , com uma velocidade de deslocamento v , em uma direção x é descrita por:

$$E = \frac{1}{2} m \cdot v^2 \quad (4.1)$$

Admitimos que essa massa de ar m possui densidade ρ e volume cilíndrico dado pela área transversal A e direção x , como na Figura 4.1.

$$E = \frac{1}{2} (\rho \cdot x \cdot A) \cdot v^2 \quad (4.2)$$

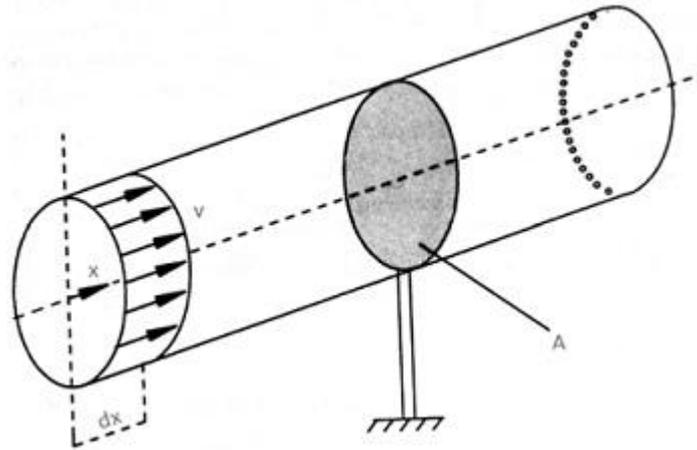


Figura 4. 1 - Fluxo de ar através da área de varredura A [16]

Derivando no tempo a energia cinética tem-se a expressão da potência para essa determinada massa de ar.

$$P = \frac{dE}{dt} \quad (4.3)$$

$$P = \frac{1}{2} \rho \cdot \frac{dx}{dt} \cdot A \cdot v^2 = \frac{1}{2} \rho \cdot A \cdot v^3 \quad (4.4)$$

Onde,

P = potência do vento [W]

ρ = massa específica do ar [kg/m^3] ($1.225 \text{ kg}/\text{m}^3$ ao nível do mar)

A = área da secção transversal [m^2]

v = velocidade do vento [m/s]

A potência cinética do vento é convertida em potência mecânica no rotor da turbina pela redução da velocidade do vento. No entanto, a turbina eólica não é capaz de extrair todo o potencial disponível no vento. Caso isso ocorresse, a velocidade do vento atrás da área de varredura (A) seria zero e violaria a condição da lei da continuidade de energia. No caso em que a velocidade do vento a frente da área de varredura fosse a mesma que a velocidade de trás dessa área, a potência extraída pela turbina é zero. Sendo assim, entre esses dois extremos há um limite de potência máxima que a turbina consegue produzir, esse limite é conhecido como Limite de Betz.

Para o entendimento da física envolvida no conceito do Limite de Betz, será utilizado o modelo em uma dimensão para turbinas eólicas. Nesse modelo, o rotor é representado pelo “do disco atuador” de Rankine-Froude, como representado na Figura 4.2.

Como resultado da extração da energia eólica do fluxo de ar que a atravessa, ocorre uma redução da pressão logo após sua passagem pela região varrida pelas hélices do rotor. Sendo que à medida que o fluxo de ar se aproxima do rotor, ocorre uma desaceleração gradativa da velocidade do ar, resultando em um aumento da pressão estática. Enquanto que ao passar pela área das hélices, observa-se uma diminuição da pressão e o restabelecimento do valor inicial da pressão inicial com uma redução de velocidade à medida que o fluxo de ar se afasta da área coberta pelo rotor.

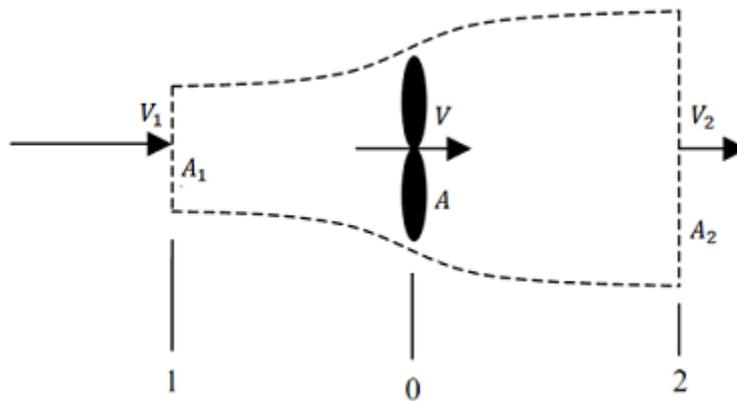


Figura 4. 2 - Variação da velocidade do vento através do rotor da turbina.

Sendo V_i e A_i , respectivamente, a velocidade e a área situadas nas regiões 1 e 2 da Figura 4.2 e aplicando a conservação das massas:

$$V_1 \cdot A_1 = V \cdot A = V_2 \cdot A_2 \quad (4.5)$$

A potência extraída pelo rotor pode ser definida pela diferença entre a potência de entrada e a potência de saída.

$$P = P_1 - P_2 = \frac{1}{2} \rho (V_1 \cdot A_1^3 - V_2 \cdot A_2^3) \quad (4.6)$$

A condição para que ocorra a potência máxima extraída é dada pela relação:

$$V = \frac{2}{3} V_1 \text{ e } V_2 = \frac{1}{3} V_1 \quad (4.7)$$

Substituindo a equação (4.6) em (4.5) obtém-se a relação entre as áreas:

$$A = \frac{3}{2} A_1 \text{ e } A_2 = 3 A_1 \quad (4.8)$$

Substituindo na equação (4.6) nas variáveis V_2 e A_2 pelas relações de (4.7) e (4.8) tem-se que:

$$P = \frac{1}{2} \rho \left(\frac{8}{9} A_1 \cdot V_1^3 \right) = \frac{1}{2} \rho \left(\frac{16}{27} A \cdot V^3 \right) \quad (4.9)$$

Portanto, da equação a acima é definido o Limite de Bentz para turbinas de eixo horizontal com três pás. No qual o fator $\frac{16}{27}$ é dito como coeficiente de Bentz, este representa a máxima potência possível de ser extraída da massa de ar (59,3%).

$$C_{pmáx} = \frac{16}{27} \approx 59,259\%$$

Portanto, a potência mecânica que pode ser extraída dos ventos é definida por:

$$P_m = \frac{1}{2} C_p \cdot \rho \cdot A \cdot V^3 \quad (4.10)$$

Onde C_p é o coeficiente de potência da turbina e representa a eficiência com a qual a turbina eólica transforma a energia cinética dos ventos em energia mecânica.

Por meio da equação da potência mecânica tem-se a equação de conjugado mecânico:

$$T_m = \frac{1}{2} C_p \cdot \rho \cdot A \cdot V^2 \quad (4.11)$$

O coeficiente de potência está relacionado com a variação do ângulo de passo das hélices e com valor linear da relação entre a velocidade do vento e a velocidade da ponta das hélices. Como a estrutura física das hélices (design) difere entre os modelos de cada fabricante, o conjunto de curvas C_p é obtido experimentalmente pelos próprios fabricantes de turbinas eólicas e por motivos claros, estes são mantidas em segredo.

4.3 Forças atuantes no rotor

Na geração de energia eólica o princípio aerodinâmico de funcionamento das pás de turbinas eólicas de eixo horizontal é, basicamente, o mesmo utilizado nas asas de um avião. São duas forças aerodinâmicas que atuam sobre as pás do rotor da turbina eólica criando o torque resultante transmitido ao eixo, a sustentação, que atua perpendicularmente ao fluxo do vento, e o arrasto, que atua paralelamente ao fluxo do vento. Na figura 4.3 está representada estas duas forças aerodinâmicas atuantes nas hélices das pás de uma turbina eólica.

Com a aplicação de um fluxo de ar na direção a favor da pá, o deslocamento do ar percorre um caminho mais longo sobre a face superior arredondada, resulta em um aumento de velocidade dessa massa de ar sobre essa região da pá. Esse aumento de velocidade faz com que a pressão se torne mais baixa na parte superior da pá, criando uma diferença de pressão entre as faces, provocando o surgimento de uma força aplicada de baixo para cima, dita como força de sustentação.

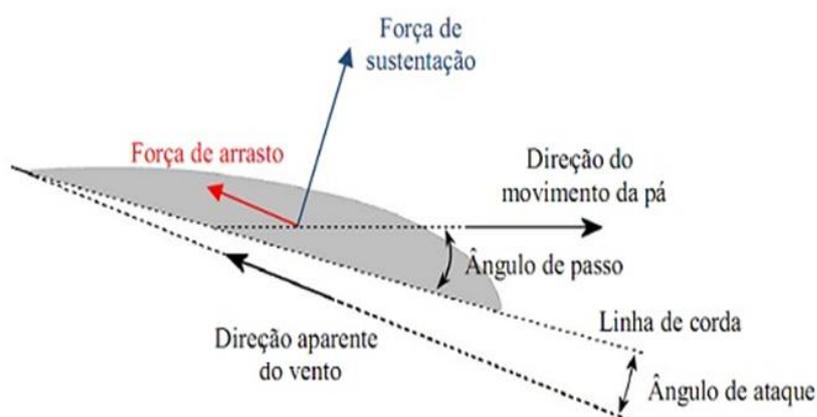


Figura 4.3 - Atuação das forças aerodinâmicas sobre a pá de um rotor [17].

Em casos em que a velocidade do vento assume valores superiores ao nominal, há a necessidade de limitar a potência fornecida pela turbina eólica. Esse controle de regulação pode ser feito por meio ativo ou passivo de controle conforme haja ou não necessidade de variação do passo do rotor. As explicações desses tipos de controle de potência são expostos mais adiante no item 4.5.

4.4 Regiões de operação das Turbinas Eólicas

A operação das Turbinas Eólicas está dividida em quatro regiões, como demonstrado na Figura 4.4..

A região I, região de partida, representa a velocidade mínima do vento necessária para a partida da turbina eólica. Essa velocidade de partida pode variar de modelo para modelo de turbinas, em geral, estão situadas entre 3 a 5m/s.

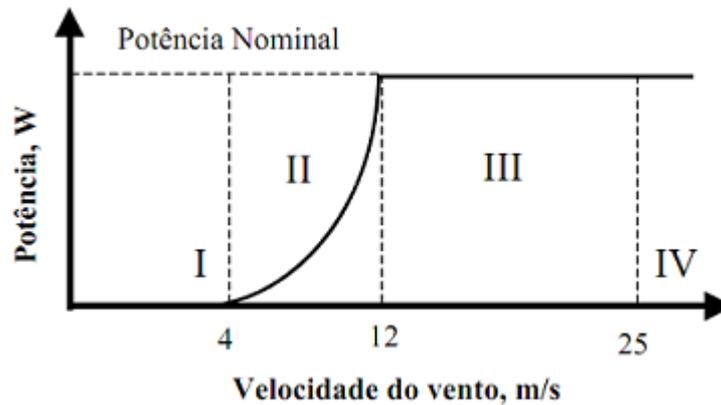


Figura 4. 4 - Regiões de operação de uma turbina eólica [15].

A região II determina a região de operação normal de uma turbina eólica, podendo operar a uma velocidade constante ou variável, dependendo do tipo de gerador e sistema de controle usado.

A região III determina a região de limitação de potência. Nessa região, a velocidade do vento já se torna prejudicial ao funcionamento da turbina e entra em atuação os sistemas de limitação de potência. Os mecanismos de limitação de potência podem ser feitos por dispositivos mecânicos como freios a disco ou por métodos aerodinâmicos como o controle aerodinâmico passivo e ativo de regulação por passo.

A região IV já representa um estado de operação crítica em que é a velocidade máxima suportada pela turbina, conseqüentemente, é onde ocorre o desligamento da turbina.

4.5 Métodos de Limitação de Potência

4.5.1 Controle de potência por perdas aerodinâmicas passiva

Nesse tipo de controle de potência passiva, também conhecido como controle Estol (*Stall*), as pás da turbina são projetadas para entrarem em perda aerodinâmica quando a velocidade do vento ultrapassa um determinado limite (velocidade nominal do vento). Como as pás do rotor são fixas e não permitem girar em torno do eixo longitudinal, o ângulo de passo é escolhido de uma maneira que, para velocidades de vento superiores a velocidade nominal, o escoamento de ar em torno do perfil da pá descole da superfície da pá, reduzindo as forças de sustentação e aumentando a força de arrasto, um exemplo desse fenômeno é

demonstrado na Figura 4.5. Maiores forças de arrasto e menores de sustentação atuam diminuindo a potência injetada pelo rotor.

Para que o efeito estol não aconteça em todas as posições radiais da pá ao mesmo tempo, o que causaria uma redução significativa a potencia do rotor, as pás possuem uma leve torção longitudinal o que suaviza o efeito estol.

A principal vantagem do controle por estol está na sua simplicidade estrutural, por serem fixas diretamente ao cubo do rotor, sem partes móveis, possuem menor manutenção. Entretanto, para sua implementação é necessário métodos de cálculos aerodinâmicos complexos para definir o ângulo para uma operação ideal.

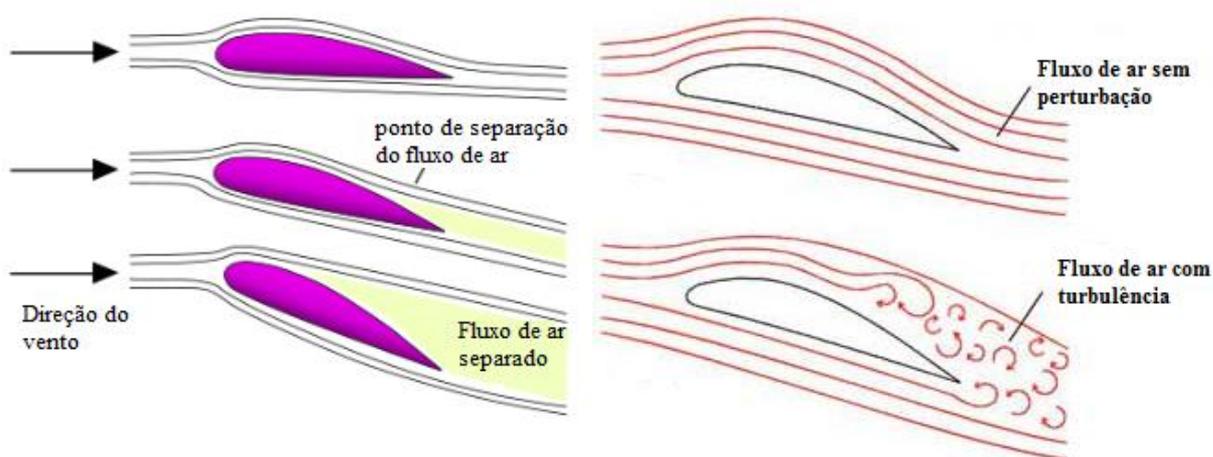


Figura 4. 5 - Efeito Estol [18]

4.5.2 Controle de potência por sistema ativo

4.5.2.1 Controle de passo ativo (*Pitch*)

Nesse tipo de sistema de controle, as pás do rotor são móveis e possuem a capacidade de rotacionar em torno do seu eixo, limitando a potência de saída através da redução do ângulo de ataque e, conseqüentemente, do coeficiente de sustentação. Em condições de velocidade de vento superiores a nominal, o ângulo é regulado de forma que o gerador produza apenas a potência nominal.

As vantagens na variação ativa do passo estão:

- no melhor aproveitamento na captura da energia eólica.
- possibilidade de controle de potência ativa sob todas as condições de vento.

- alcançam a potência nominal mesmo em condições de baixa massa específica do ar .
- facilidade na partida do rotor através da mudança de passo
- posição de embandeiramento em caso de ventos extremos

4.5.2.2 Estol ativo

Atualmente, os fabricantes de turbinas eólicas estão optando por utilizar uma mistura de controle estol e de passo, conhecido como “estol ativo”. Para esse tipo de controle, o passo da pá do rotor é rotacionado na direção do estol e não no sentido de posicionar uma menor sustentação como ocorre no sistema de controle de passo normal.

Esse sistema misto de controle tem suas vantagens como: necessidade pequena de mudança de ângulo do passo, portanto respostas mais rápidas; possibilidade de controle de potência em condições de potência parcial (baixa velocidade do vento); capacidade de posicionar as pás em embandeiramento nos casos de ventos extremos.

Capítulo 5

Neste capítulo será demonstrado o modelo matemático que descreve o comportamento dinâmico de um gerador de indução duplamente alimentado DFIG. Sendo este modelo representado em eixo síncrono qd0 referenciado ao estator. Para a determinação do modelo, foram utilizados métodos de transformações ortogonais como a transformada de Clark e Park, a partir de um modelo de eixo estacionário abc.

Por meio da transformada de Clark é feita a conversão do sistema trifásico em um sistema bifásico. Em seguida, utilizando a transformada de Park são realizadas simplificações no sistema bifásico desacoplando-o.

Todos os conceitos acerca dos métodos de transformação de Clarke e Park estão referenciados no apêndice B desse trabalho.

5.1 Modelo dinâmico nas referências abc, $\alpha\beta$ e dq

As equações que descrevem um circuito indutivo trifásico equilibrado acoplado entre fases, presentes em máquinas assíncronas, podem ser expressas pelas seguintes equações diferenciais matriciais [17] [19]:

$$[v_{abc}] = R[i_{abc}] + \frac{d}{dt}[\lambda_{abc}] \quad (5.1)$$

Sendo,

$$[v_{abc}] = \begin{bmatrix} v_a \\ v_b \\ v_c \end{bmatrix}, [i_{abc}] = \begin{bmatrix} i_a \\ i_b \\ i_c \end{bmatrix} \text{ e } [\lambda_{abc}] = [L][i_{abc}]. \quad (5.2)$$

No qual as matrizes $[v_{abc}]$, $[i_{abc}]$ e $[\lambda_{abc}]$ representam, respectivamente, os vetores das tensões, correntes e dos enlaces de fluxo dos enrolamentos do estator e do rotor ligados por fase. As resistências R são admitidas iguais nas três fases e as resistências de acoplamento, devido aos seus valores baixos, são desconsideradas.

A matriz 3x3 $[L]$ consiste das indutâncias próprias (L_l) e mútuas (em módulo L_m) :

$$[L] = \begin{bmatrix} L_l & -L_m & -L_m \\ -L_m & L_l & -L_m \\ -L_m & -L_m & L_l \end{bmatrix} \quad (5.3)$$

Dessa forma, substituindo $[\lambda_{abc}]$ na equação (5.1) tem-se:

$$[v_{abc}] = R[i_{abc}] + [L] \frac{d}{dt} [i_{abc}] \quad (5.4)$$

Com a finalidade de obter equações desacopladas no sistema de coordenadas $\alpha\beta 0$, aplica-se a Transformada de Clarke como descrito abaixo:

$$[v_{\alpha\beta 0}] = [C]^{-1}R[C][i_{\alpha\beta 0}] + [C]^{-1}[L][C] \frac{d}{dt} [i_{\alpha\beta 0}] \quad (5.5)$$

Onde $[C]$ é a matriz de transformação de Clarke, o índice 0 é referente a sequência zero e o eixo α coincide com a fase a.

$$\begin{bmatrix} x_\alpha \\ x_\beta \\ x_0 \end{bmatrix} = \sqrt{\frac{2}{3}} \begin{bmatrix} 1 & -\frac{1}{2} & -\frac{1}{2} \\ 1 & \frac{\sqrt{3}}{2} & -\frac{\sqrt{3}}{2} \\ \frac{1}{\sqrt{2}} & \frac{1}{\sqrt{2}} & \frac{1}{\sqrt{2}} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} x_a \\ x_b \\ x_c \end{bmatrix} \quad (5.6) \text{ Transformada de Clarke}$$

$$[C] = \sqrt{\frac{2}{3}} \begin{bmatrix} 1 & -\frac{1}{2} & -\frac{1}{2} \\ 1 & \frac{\sqrt{3}}{2} & -\frac{\sqrt{3}}{2} \\ \frac{1}{\sqrt{2}} & \frac{1}{\sqrt{2}} & \frac{1}{\sqrt{2}} \end{bmatrix} \quad (5.7) \text{ Matriz Transformada de Clarke}$$

$$[v_{\alpha\beta 0}] = R[i_{\alpha\beta 0}] + [L'] \frac{d}{dt} [i_{\alpha\beta 0}] \quad (5.8)$$

$$[L'] = [C]^{-1}[L][C] = \begin{bmatrix} L_l + L_m & 0 & 0 \\ 0 & L_l + L_m & 0 \\ 0 & 0 & L_l - 2L_m \end{bmatrix} \quad (5.9)$$

O fato de considerar o funcionamento da máquina de indução como um circuito indutivo equilibrado (soma das três correntes iguais a zero), a componente de sequência zero é nula, restando dessa forma apenas as componentes $\alpha\beta$.

A seguir será considerada a seguinte notação complexa onde se fazem coincidir os eixos real e imaginário com os eixos α e β , respectivamente, ou seja, $\bar{x}_{\alpha\beta} = x_\alpha + jx_\beta$. A transformação direta de grandezas em coordenadas reais abc para $\alpha\beta$ na notação vetorial é dada por [17]:

$$\bar{x}_{\alpha\beta} = k (x_a + \alpha x_b + \alpha^2 x_c), \text{ sendo } \alpha = e^{j\frac{2\pi}{3}} = -\frac{1}{2} + j\sqrt{\frac{3}{2}}$$

Novamente nesse caso o valor de k depende da convenção utilizada ($\sqrt{2/3}$ quando considerada a invariância da potência).

Aplicando a transformada descrita acima à Equação (5.8) tem-se:

$$\bar{v}_{\alpha\beta} = R\bar{i}_{\alpha\beta} + \frac{d}{dt}\bar{\lambda}_{\alpha\beta} \quad (5.10)$$

Dessa forma, desmembrando a Equação (5.10) para circuitos do estator e do rotor de uma máquina assíncrona com rotor bobinado são obtida as seguintes equações:

$$\bar{v}_{\alpha\beta s} = R_s\bar{i}_{\alpha\beta s} + \frac{d}{dt}\bar{\lambda}_{\alpha\beta s} \quad (5.11)$$

$$\bar{v}_{\alpha\beta r} = R_r\bar{i}_{\alpha\beta r} + \frac{d}{dt}\bar{\lambda}_{\alpha\beta r} \quad (5.12)$$

$$\bar{\lambda}_{\alpha\beta s} = (L_{ls} + L_m)\bar{i}_{\alpha\beta s} + L_m e^{j\theta_r}\bar{i}_{\alpha\beta r} \quad (5.13)$$

$$\bar{\lambda}_{\alpha\beta r} = (L_{lr} + L_m)\bar{i}_{\alpha\beta r} + L_m e^{-j\theta_r}\bar{i}_{\alpha\beta s} \quad (5.14)$$

Sendo,

R_s , R_r = resistências dos enrolamentos do estator e do rotor, respectivamente.

L_{ls} , L_{lr} = Indutâncias próprias das bobinas da estator e do rotor, respectivamente.

θ_r = ângulo de rotação do referencial do rotor

Na Figura 5.1 é demonstrada a posição relativa dos referenciais $\alpha\beta$ do estator e do rotor.

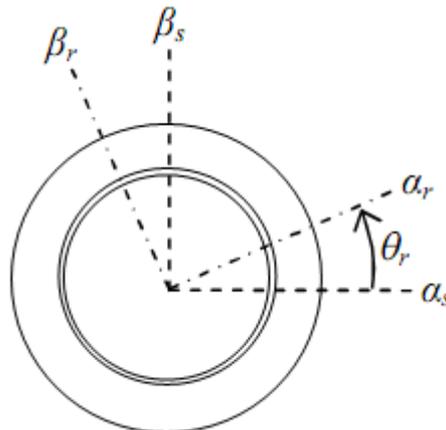


Figura 5. 1 - Relação de posição dos eixos referenciais $\alpha\beta s$ e $\alpha\beta r$ [17].

Realizando a transformação das grandezas no rotor para o referencial $\alpha\beta$ do estator, ou seja, $\bar{x}_{\alpha\beta s} = \bar{x}_{\alpha\beta r} e^{-j\theta_r}$, nas Equações (5.11) e (5.13), tem-se:

$$\bar{v}_{\alpha\beta s} = R_s \bar{i}_{\alpha\beta s} + \frac{d}{dt} \bar{\lambda}_{\alpha\beta s} \quad (5.15)$$

$$\bar{v}_{\alpha\beta r} e^{-j\theta_r} = R_r \bar{i}_{\alpha\beta r} e^{-j\theta_r} + \frac{d}{dt} (\bar{\lambda}_{\alpha\beta r} e^{-j\theta_r}) \quad \leftrightarrow \quad \bar{v}_{\alpha\beta r} = R_r \bar{i}_{\alpha\beta r} + \frac{d}{dt} \bar{\lambda}_{\alpha\beta r} - j \bar{\lambda}_{\alpha\beta r} \frac{d}{dt} \theta_r \quad (5.16)$$

e

$$\bar{\lambda}_{\alpha\beta s} = (L_{ls} + L_m) \bar{i}_{\alpha\beta s} + L_m e^{j\theta_r} \bar{i}_{\alpha\beta r}$$

$$\bar{\lambda}_{\alpha\beta s} = (L_{ls} + L_m) \bar{i}_{\alpha\beta s} + L_m e^{j\theta_r} e^{-j\theta_r} \bar{i}_{\alpha\beta r} \quad \leftrightarrow \quad \bar{\lambda}_{\alpha\beta s} = (L_{ls} + L_m) \bar{i}_{\alpha\beta s} + L_m \bar{i}_{\alpha\beta r} \quad (5.17)$$

$$\bar{\lambda}_{\alpha\beta r} e^{-j\theta_r} = (L_{lr} + L_m) \bar{i}_{\alpha\beta r} e^{-j\theta_r} + L_m e^{-j\theta_r} \bar{i}_{\alpha\beta s} \quad \leftrightarrow \quad \bar{\lambda}_{\alpha\beta r} = (L_{lr} + L_m) \bar{i}_{\alpha\beta r} + L_m \bar{i}_{\alpha\beta s} \quad (5.18)$$

Em notação escalar, vem-se:

$$v_{\alpha s} + j v_{\beta s} = R_s i_{\alpha s} + j R_s i_{\beta s} + \frac{d}{dt} (\lambda_{\alpha s} + j \lambda_{\beta s}) \quad (5.19)$$

$$v_{\alpha r} + j v_{\beta r} = R_r i_{\alpha r} + j R_r i_{\beta r} + \frac{d}{dt} (\lambda_{\alpha r} + j \lambda_{\beta r}) + j \theta_r (\lambda_{\alpha r} + j \lambda_{\beta r}) \quad (5.20)$$

Separando nas componentes direta e quadratura, chega-se ao seguinte conjunto de equações:

$$v_{\alpha s} = R_s i_{\alpha s} + \frac{d}{dt} \lambda_{\alpha s} \quad (5.21)$$

$$v_{\beta s} = R_s i_{\beta s} + \frac{d}{dt} \lambda_{\beta s} \quad (5.22)$$

$$v_{\alpha r} = R_r i_{\alpha r} + \frac{d}{dt} \lambda_{\alpha r} - \lambda_{\beta r} \frac{d}{dt} \theta_r \quad (5.23)$$

$$v_{\beta r} = R_r i_{\beta r} + \frac{d}{dt} \lambda_{\beta r} + \lambda_{\alpha r} \frac{d}{dt} \theta_r \quad (5.24)$$

Com,

$$\lambda_{\alpha s} = (L_{ls} + L_m) i_{\alpha s} + L_m i_{\alpha r} \quad (5.25)$$

$$\lambda_{\beta s} = (L_{ls} + L_m) i_{\beta s} + L_m i_{\beta r} \quad (5.26)$$

$$\lambda_{\alpha r} = (L_{lr} + L_m) i_{\alpha r} + L_m i_{\alpha s} \quad (5.27)$$

$$\lambda_{\beta r} = (L_{lr} + L_m) i_{\beta r} + L_m i_{\beta s} \quad (5.28)$$

A partir da Equação (5.8) é possível converter o sistema de coordenadas $\alpha\beta$ em coordenadas dq, através da seguinte transformação:

$$\bar{v}_{dq} e^{j\theta} = R \bar{i}_{dq} e^{j\theta} + \frac{d}{dt} (\bar{\lambda}_{dq} e^{j\theta}) \quad (5.29)$$

Sendo θ o ângulo de rotação do referencial dq que varia ao longo do tempo. Desenvolvendo em (5.29) obtém-se:

$$\bar{v}_{dq} = R \bar{i}_{dq} + \frac{d}{dt} \bar{\lambda}_{dq} + j \bar{\lambda}_{dq} \frac{d}{dt} \theta \quad (5.30)$$

Particularizando para os circuitos do estator e do rotor da máquina, tem-se:

$$\bar{v}_{dqs} = R \bar{i}_{dqs} + \frac{d}{dt} \bar{\lambda}_{dqs} + j \bar{\lambda}_{dqs} \frac{d}{dt} \theta \quad (5.31)$$

$$\bar{v}_{dqr} = R \bar{i}_{dqr} + \frac{d}{dt} \bar{\lambda}_{dqr} + j \bar{\lambda}_{dqr} \frac{d}{dt} \theta' \quad (5.32)$$

$$\bar{\lambda}_{dqs} = (L_{ls} + L_m) \bar{i}_{dqs} + L_m \bar{i}_{dqr} \quad (5.33)$$

$$\bar{\lambda}_{dqr} = (L_{lr} + L_m) \bar{i}_{dqr} + L_m \bar{i}_{dqs} \quad (5.34)$$

$$\theta' = \theta - \theta_r \quad (5.35)$$

Na Figura 5.2 demonstra a representação do referencial dq girante juntamente com os referenciais $\alpha\beta$ do estator e do rotor.

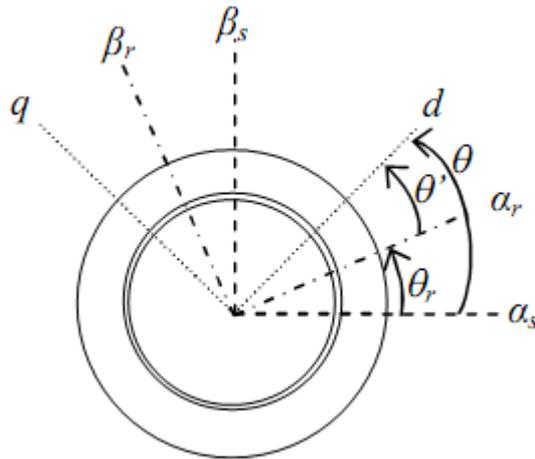


Figura 5. 2 - Posicionamento relativo dos eixos referenciais $\alpha\beta_s$, $\alpha\beta_r$ e dq [17].

Passando as equações anteriores para a notação escalar:

$$v_{ds} + jv_{qs} = R_s i_{ds} + jR_s i_{qs} + \frac{d}{dt} (\lambda_{ds} + j\lambda_{qs}) + j(\lambda_{ds} + j\lambda_{qs}) \frac{d\theta}{dt} \quad (5.36)$$

$$v_{dr} + jv_{qr} = R_r i_{dr} + jR_r i_{qr} + \frac{d}{dt}(\lambda_{dr} + j\lambda_{qr}) + j(\lambda_{dr} + j\lambda_{qr}) \frac{d\theta'}{dt} \quad (5.37)$$

Separando a componente direta e em quadratura, tem-se o seguinte conjunto de equações:

$$v_{ds} = R_s i_{ds} + \frac{d}{dt} \lambda_{ds} - \lambda_{qs} \frac{d}{dt} \theta \quad (5.38)$$

$$v_{qs} = R_s i_{qs} + \frac{d}{dt} \lambda_{qs} + \lambda_{ds} \frac{d}{dt} \theta \quad (5.39)$$

$$v_{dr} = R_r i_{dr} + \frac{d}{dt} \lambda_{dr} - \lambda_{qr} \frac{d}{dt} \theta' \quad (5.40)$$

$$v_{qr} = R_r i_{qr} + \frac{d}{dt} \lambda_{qr} + \lambda_{dr} \frac{d}{dt} \theta' \quad (5.41)$$

$$\lambda_{ds} = (L_{ls} + L_m) i_{ds} + L_m i_{dr} \quad (5.42)$$

$$\lambda_{qs} = (L_{ls} + L_m) i_{qs} + L_m i_{qr} \quad (5.43)$$

$$\lambda_{dr} = (L_{lr} + L_m) i_{dr} + L_m i_{ds} \quad (5.44)$$

$$\lambda_{qr} = (L_{lr} + L_m) i_{qr} + L_m i_{qs} \quad (5.45)$$

Sendo: $\frac{d}{dt} \theta = \varpi$ e $\frac{d}{dt} \theta' = \frac{d}{dt} (\theta - \theta_r) = \varpi - \varpi_r$

Das equações das componentes direta e em quadratura, obtêm-se:

$$v_{ds} = R_s i_{ds} + \frac{d}{dt} \lambda_{ds} - \lambda_{qs} \varpi \quad (5.46)$$

$$v_{qs} = R_s i_{qs} + \frac{d}{dt} \lambda_{qs} + \lambda_{ds} \varpi \quad (5.47)$$

$$v_{dr} = R_r i_{dr} + \frac{d}{dt} \lambda_{dr} - \lambda_{qr} (\varpi - \varpi_r) \quad (5.48)$$

$$v_{qr} = R_r i_{qr} + \frac{d}{dt} \lambda_{qr} + \lambda_{dr} (\varpi - \varpi_r) \quad (5.49)$$

A partir das Equações (5.46), (5.47), (5.48), e (5.49) é montado o esquema da Figura 5.3 que representa o modelo dinâmico da máquina de indução trifásica no referencial dq.

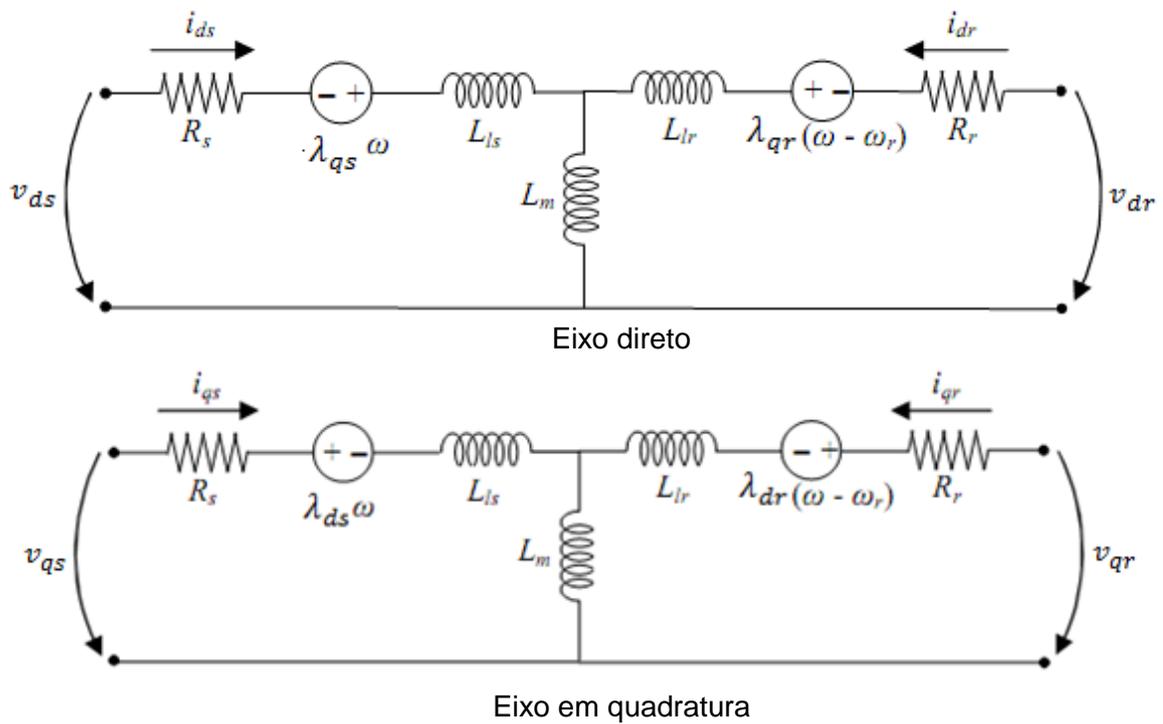


Figura 5. 3 - circuito equivalente do modelo completo da máquina de indução [17].

A partir do modelo dinâmico da máquina de indução trifásica, o conjugado eletromagnético exercido entre o estator e o rotor, é dado por [16]:

$$T_e = \left(\frac{3}{2}\right) \left(\frac{P}{2}\right) L_m (i_{qs}i_{dr} - i_{ds}i_{qr}) \quad (5.50)$$

Substituindo (5.43) em (5.50) tem-se:

$$T_e = \left(\frac{3}{2}\right) \left(\frac{P}{2}\right) (\lambda_{qr}i_{dr} - \lambda_{dr}i_{qr}) \quad (5.51)$$

Da mesma forma, substituindo (5.45) em (5.51), vem:

$$T_e = \left(\frac{3}{2}\right) \left(\frac{P}{2}\right) (\lambda_{ds}i_{qs} - \lambda_{qs}i_{ds}) \quad (5.52)$$

Observa-se, pelas Equações (5.50) a (5.52) que o torque pode ser controlado através das correntes do estator e do rotor em qd0.

5.2 Características mecânicas

A alteração da velocidade resultante no gerador pode ser obtida da diferença entre os conjugados mecânico e eletromagnético e é determinada a partir da equação de Newton do movimento de rotação [20]:

$$J \frac{d\omega_r}{dt} = T_{mec} - T_e \quad (5.53)$$

T_{mec} = Conjugado mecânico aplicado no rotor (N.m)

T_e = conjugado eletromagnético gerado (N.m)

J = momento de inércia da turbina e gerador

$$J\omega_r \frac{d\omega_r}{dt} = T_{mec}\omega_r - T_e\omega_r \rightarrow J\omega_r \frac{d\omega_r}{dt} = P_{mec} - P_{ele} \quad (5.54)$$

P_{mec} = potência mecânica .

P_{ele} = potência elétrica gerada.

$$\omega_r = \frac{d\theta_r}{dt}$$

θ_r = posição elétrica ângulo do rotor (rads. elétricos)

Para a determinação das relações de potências do gerador de indução será utilizado um circuito equivalente monofásico de um motor de indução polifásico [21], como na Figura 5.4.

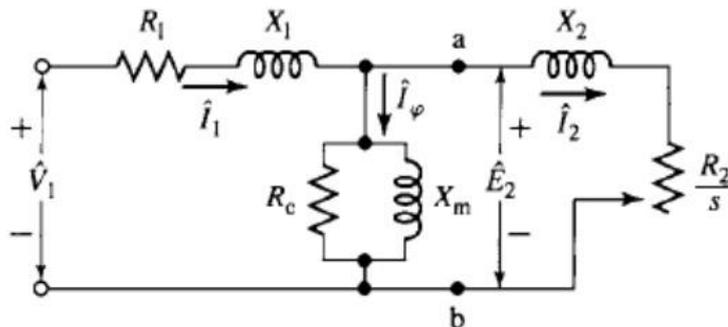


Figura 5.4 - Modelo monofásico de um motor de indução polifásico [21].

\widehat{V}_1 = tensão de fase de terminal do estator.

\widehat{E}_2 = força contra – eletromotriz de fase gerada pelo fluxo de entreferro resultante.

$\widehat{I}_1, \widehat{I}_2$ = corrente do estator e do rotor, respectivamente.

R_1, R_2 = resistência efetiva do estator e do rotor, respectivamente.

X_1, X_2 = reatância de dispersão do estator e do rotor, respectivamente.

s = escorregamento fracionário

O escorregamento s representa a fração da diferença entre a velocidade síncrona e a velocidade do rotor [21].

$$s = \frac{n_s - n}{n_s} \quad (5.55)$$

Com, n_s = velocidade síncrona de campo de estator.

n = velocidade de rotação do rotor.

Portanto de (5.55), a velocidade do rotor em RPM pode ser expressa em:

$$n = (1 - s)n_s \quad (5.56)$$

Da mesma forma, a velocidade angular mecânica ω_m pode ser expressa em função da velocidade síncrona ω_s e do escorregamento, como:

$$\omega_m = (1 - s)\omega_s \quad (5.57)$$

A potência total P_g transferida através do entreferro do estator é dada por [21]:

$$P_g = n_{fases} I_2^2 \left(\frac{R_2}{s} \right) \quad (5.58)$$

Onde n_{fases} é o número de fases do estator.

O valor das perdas totais no rotor, P_{rotor} , a partir do circuito equivalente monofásico é [21]:

$$P_{rotor} = n_{fases} I_2^2 R_2 \quad (5.59)$$

A potência eletromagnética P_{mec} fornecida pelo motor é determinada pela diferença entre a potência de entreferro (P_g) e a potência dissipada no rotor (P_{rotor}).

$$P_{mec} = P_g - P_{rotor} = n_{fases} I_2^2 \left(\frac{R_2}{s} \right) - n_{fases} I_2^2 R_2 \quad (5.60)$$

$$P_{mec} = n_{fases} I_2^2 R_2 \left(\frac{1-s}{s} \right) \quad (5.61)$$

Comparando a Equação (5.58) com (5.61) tem-se:

$$P_{mec} = (1 - s) P_g \quad (5.62)$$

$$\text{e} \quad P_{rotor} = s P_g \quad (5.63)$$

Determinadas as equações de potência, é possível achar o conjugado eletromecânico T_{mec} correspondente à potência P_{mec} .

$$P_{mec} = \omega_m T_{mec} = (1 - s) \omega_s T_{mec} \quad (5.64)$$

Então:

$$T_{mec} = \frac{P_{mec}}{\omega_m} = \frac{P_g}{\omega_s} = \frac{n_{fases} I_2^2 \left(\frac{R_2}{s} \right)}{\omega_s} \quad (5.65)$$

Sendo $\omega_s = \frac{4\pi f_e}{\text{pólos}}$ e $f_e = \text{frequência elétrica (60hz)}$

Capítulo 6

6. Modelo Computacional

Neste capítulo, por meio da ferramenta computacional SimPowerSystem, serão simuladas algumas características de funcionamento das turbinas DFIG e verificado seu comportamento quanto a variações na velocidade do vento e para alguns distúrbios elétricos que possam ocorrer na rede elétrica.

6.1 SimPowerSystems

SimPowerSystems é uma ferramenta extensão do Simulink, pertencente a plataforma computacional MatLab/Simulink. Esta ferramenta proporciona a modelagem, simulação e análise de sistemas elétricos de potência de geração, transmissão, distribuição e consumo. Para isso, ela dispõe de um conjunto de biblioteca bastante completa, com muitos modelos de componentes utilizados em sistemas elétricos, como elementos RLC, vários tipos de máquinas elétricas e controles associados, modelos de linhas de transmissão, disjuntores, transformadores, componentes de eletrônica de potência e muitos outros elementos.

6.2 Ambiente de Simulação

6.2.1 Características de operação de um gerador DFIG impulsionado por turbinas eólicas.

Na simulação será utilizado um parque eólico de 9 MW composto por seis turbinas eólicas de 1,5 MW com gerador do tipo DFIG. A fazenda eólica estará conectada a um sistema de distribuição de 25 kV que fornece energia para uma rede de 120 kV através de uma linha de 30 km. No sistema de distribuição de 25 kV também está conectado uma carga de 2 MVA a 2300 V que consiste de um motor de indução de 1.68 MW com fator de potência de 0,93 e um carga resistiva de 200 kW, todas ligadas ao barramento B25 da Figura 6.2.

A turbina eólica é composta por um gerador de indução duplamente alimentado (DFIG) e conversores de potência IGBT (*Insulated Gate Bipolar Transistor*) AC/DC/AC. O

estator é conectado diretamente na rede de 60hz enquanto que o rotor é alimentado por uma frequência variável do conversor AC/DC/AC.

Por meio dos sistemas de controle aerodinâmicos e dos conversores presentes nas turbinas DFIG é possível extrair o máximo de energia eólica para baixas velocidades dos ventos, otimizando a velocidade da turbina, enquanto que em rajadas de vento eles trabalham minimizando os estresses mecânicos.

Nas velocidades de vento abaixo da velocidade nominal, o controle de ângulo de passo não atua. A velocidade passa a ser controlada indiretamente pela tensão e frequência aplicada nos enrolamentos do rotor. São também controladas as potências ativas e reativas injetadas/consumidas pelo gerador.

Para velocidades de vento acima da velocidade nominal, o controle de ângulo de passo passa a atuar para limitar a potência gerada. Por meio da tensão e frequência aplicada ao rotor, procura-se manter a velocidade constante. Também são controladas as potências ativa e reativa injetada/consumida pelo gerador.

No Simulink, abrindo o menu da turbina, selecionando “*Turbine data*” e marcando a opção “*display wind turbine Power characteristics*” é possível ver as características de potência elétrica em relação à velocidade do vento para o DFIG. No caso dessa simulação, o gráfico das regiões de operação da turbina está representado para as velocidades de ventos de 5 m/s a 16.2 m/s, como apresentado na Figura 6.1. O gerador DFIG é controlado para trabalhar seguindo a curva vermelha.

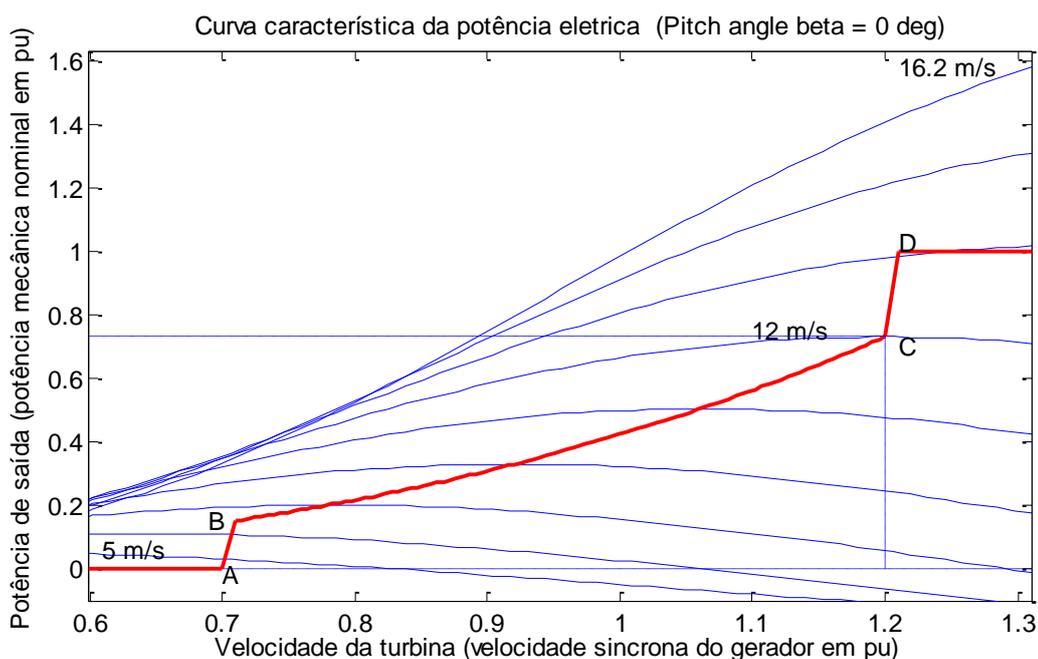


Figura 6.1 – Curva característica de operação da turbina DFIG

Pelo gráfico nota-se que a velocidade normal de operação da turbina está entre os pontos B e C da curva.

Para a simulação realizada no Simulink, os parâmetros usados para o gerador de indução duplamente alimentado são apresentados na Tabela 6.1. Os valores adotados para os parâmetros do gerador DFIG na Tabela 6.1 foram baseados nas características gerais para aerogeradores de 1,5 MW utilizados pelos fabricantes de turbinas eólicas.

Tabela 6.1: Parâmetros do gerador DFIG utilizado nas simulações.

Potência Ativa	P (MW)	9
Potência Nominal	Pn (VA)	(6*1,5e6)
Fator de Potência	FP	0,9
Tensão Nominal	Vn (Vrms)	575
Frequência Nominal	Fn (hz)	60
Resistência do estator	Rs (pu)	0,00706
Indutância de dispersão do estator	Ls (pu)	0,171
Resistência do rotor	Rr' (pu)	0,005
Indutância do rotor	Lr' (pu)	0,156
Indutância de magnetização	Lm (pu)	2,9
Constante de inércia	H(s)	5,04
Fator de fricção	F(pu)	0,01
Pares de pólos	p	3

6.2.2 Diagrama Simulink

O diagrama utilizado no Simulink é apresentado na Figura 6.2 . O gerador DFIG está conectado a rede com um sistema de proteção para faltas em uma das fases ou faltas com o terra. Para alimentar a rede de 120 kV, a energia passa por um conjunto de transformadores, linhas de transmissão e um sistema de proteção.

Nesta simulação, o aerogerador é um modelo fasorial que permite analisar alguns tipos de transientes de estabilidade por um determinado período de tempo. Nesse caso, o tempo de simulação adotado foi de 50 segundos.

Ligada á rede de 25 kV também há uma planta de 2 MW de carga como descrito na Figura 6.3. Esta planta consiste de um motor de indução de 1.68 MW com fator de potência de 0,93 e um carga resistiva de 200 kW, todas ligadas ao barramento B25 por meio de um transformador elevador de tensão 25/2,3 kV de 2,5 Mva.

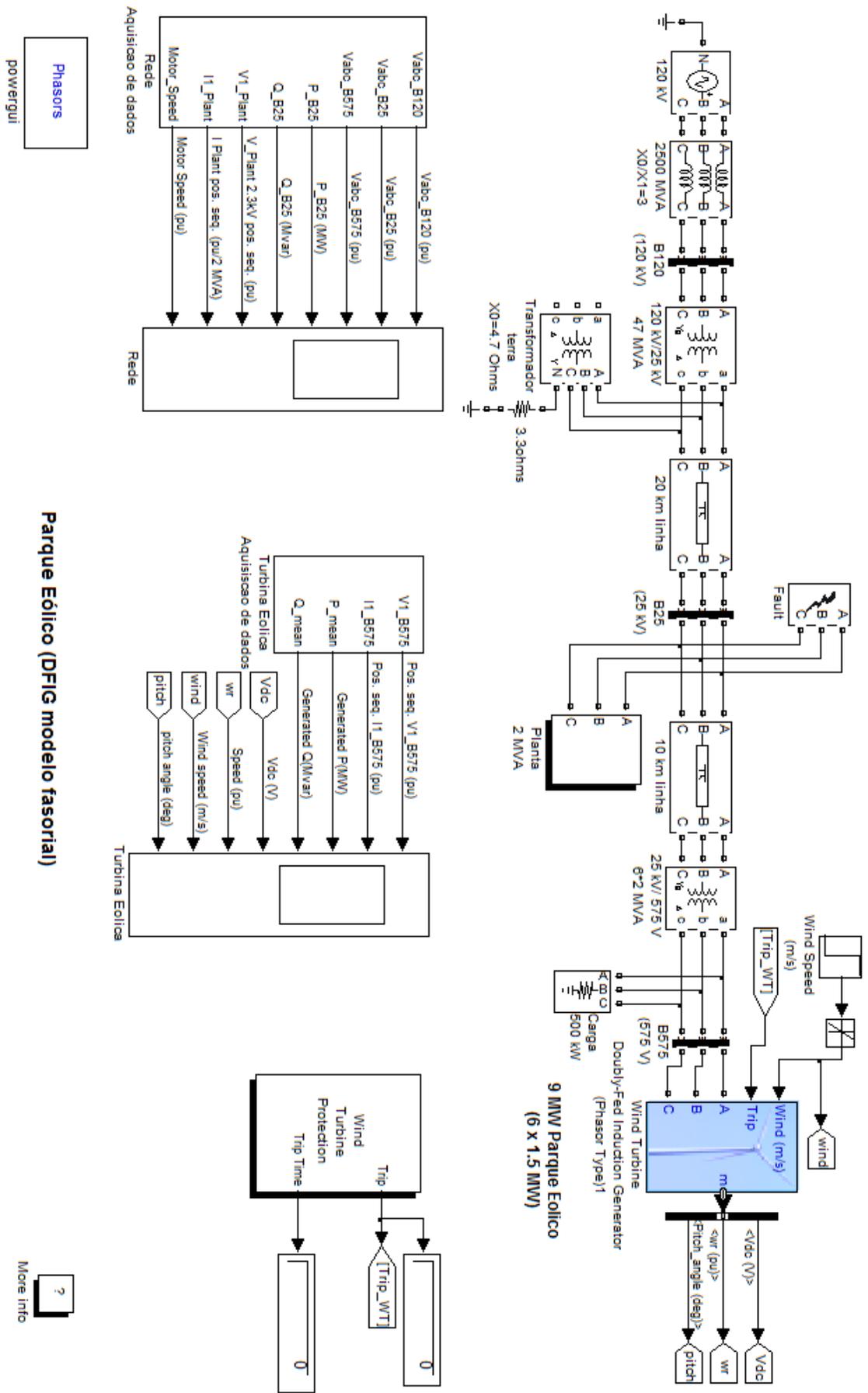


Figura 6.2 - Diagrama Simulink Parque Eólico 9 MW

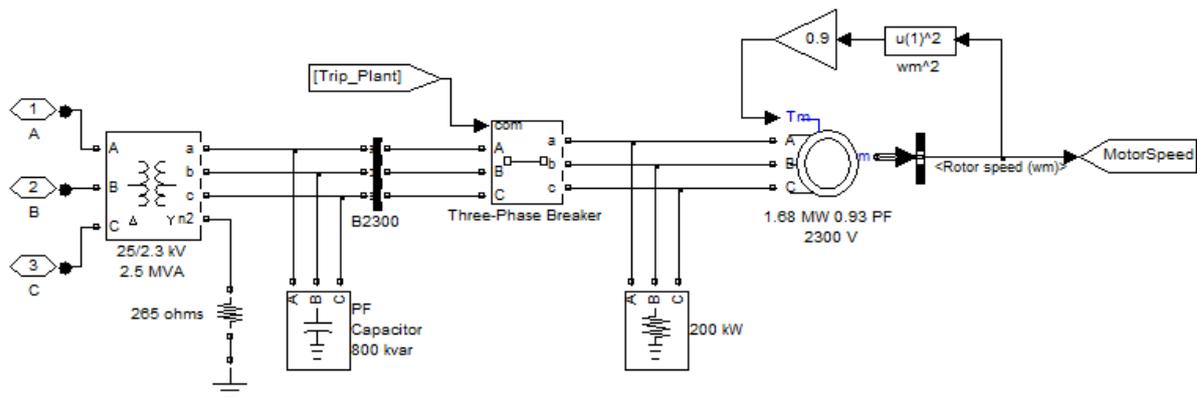


Figura 6.3 – Diagrama da planta de 2 MW

6.2.3 Bloco de proteção da turbina eólica

No bloco de proteção da turbina eólica é onde são comparadas as entradas de tensão e corrente de sequência positiva e a tensão DC com os correspondentes valores configurados para desarme (*trip*). A atuação da proteção pode ocorrer para sobretensão AC, subtensão AC, sobrecorrente, subcorrente, sobretensão DC, sobrevelocidade ou subvelocidade do gerador. Na Figura 6.4 está representado o Bloco do Sistema de Proteção e na Figura 6.5 tem-se a Janela de Configuração do Sistema de Proteção.

No bloco “TripData” da Figura 6.4 tem-se um display indicador da causa da atuação do sistema de proteção da turbina. É indica o valor “0” para operação normal e “1” para a ocorrência do distúrbio.

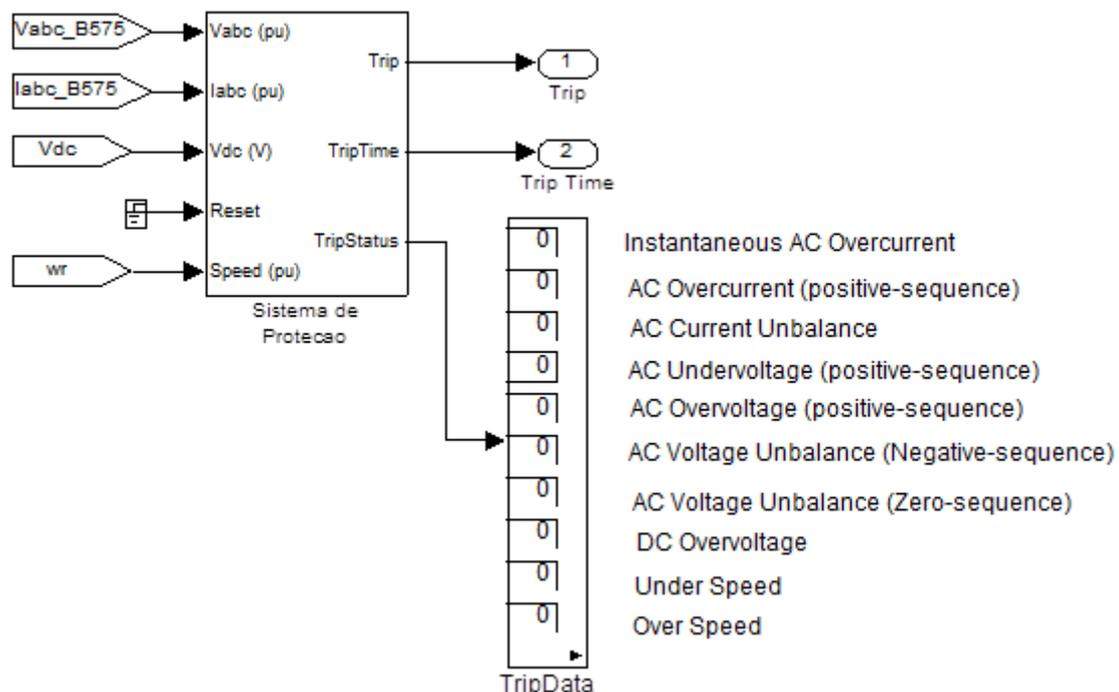


Figura 6.4 – Bloco de Proteção da Turbina Eólica

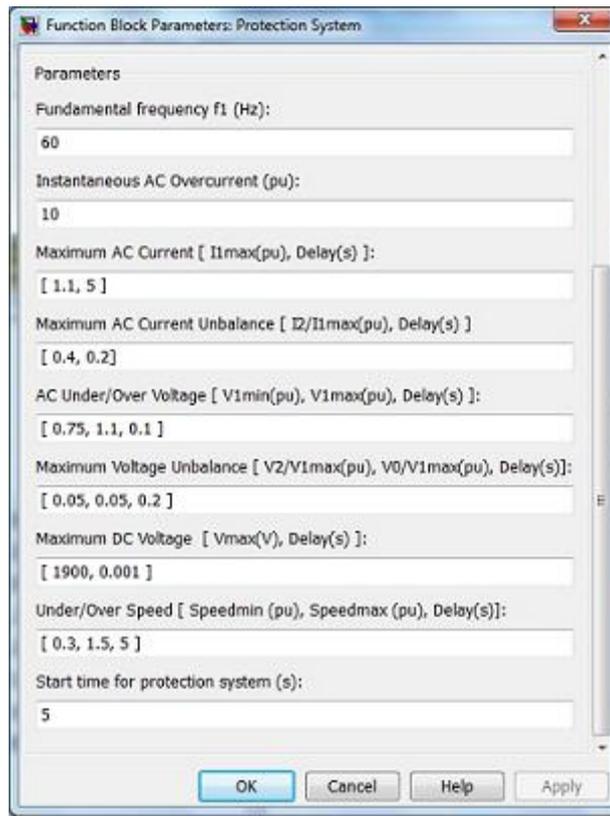


Figura 6.5 – Janela de configuração de parâmetros do bloco de proteção da turbina

6.2.4 Bloco de proteção da planta de 2 MW e do Motor

Este bloco é muito semelhante ao bloco do sistema de proteção da turbina eólica, é onde são feitas as comparações das entradas de tensão e corrente de seqüência positiva e a velocidade de funcionamento do motor com os correspondentes valores configurados para desarme (trip). A atuação de proteção pode ocorrer para sobretensão AC, subtensão AC, sobrecorrente, subcorrente, sobretensão DC, sobrevelocidade ou subvelocidade do motor. Na Figura 6.6 é representado o Bloco do Sistema de Proteção da Planta e do Motor e na Figura 6.7 a Janela de Configuração desse Sistema de Proteção.

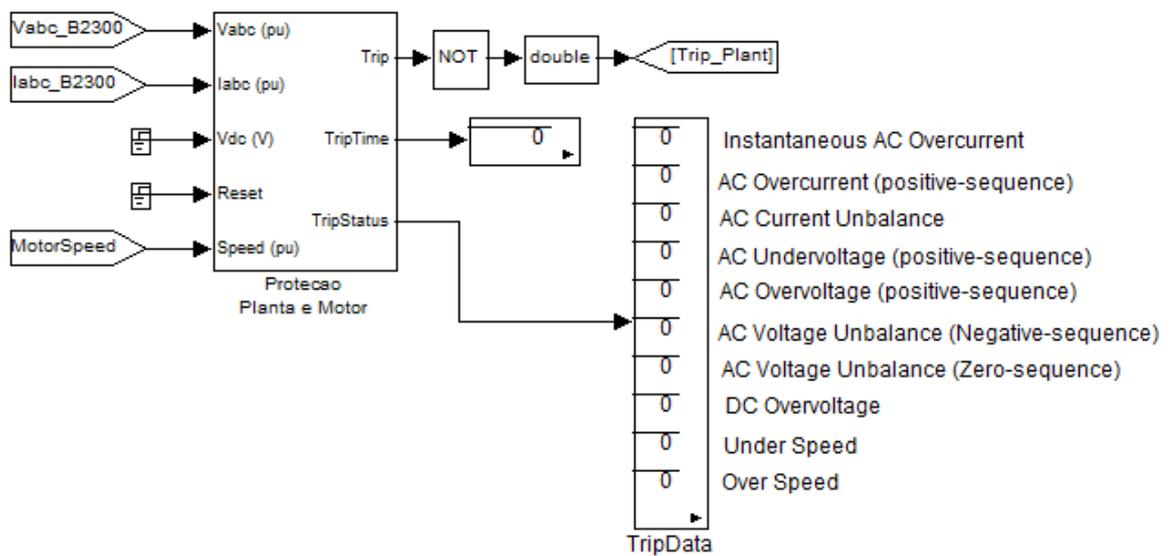


Figura 6.6 – Bloco de Proteção da Planta e do Motor

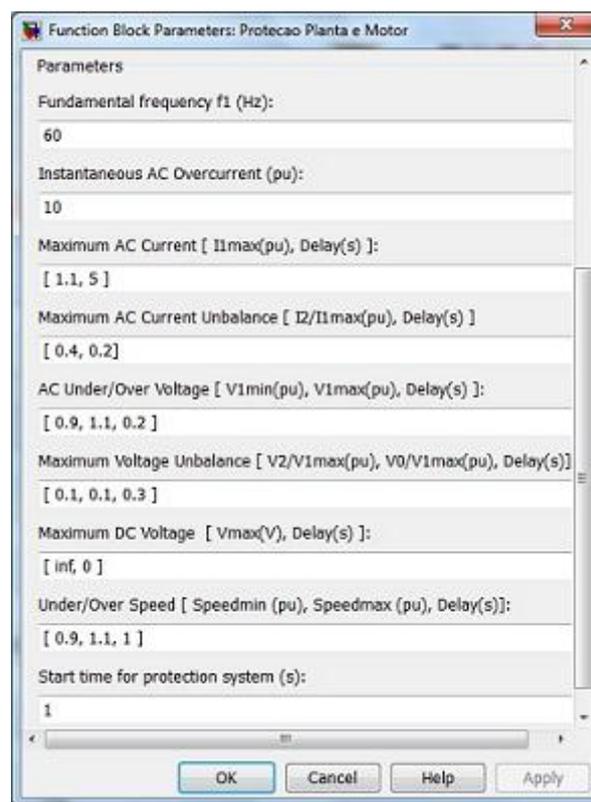


Figura 6.7 – Janela de configuração de parâmetros do bloco de proteção da Planta de 2 MW e do Motor

6.2.5 Bloco de aquisição de dados da turbina

Logo abaixo, na Figura 6.8, está representado o diagrama de bloco de aquisição de dados da turbina eólica. Os sinais de tensão e corrente de entrada passam por um ganho e saem como valores da seqüência positiva de tensão, corrente, potência ativa e reativa. O valor de ganho é $K = \left[e^{j\frac{2\pi}{3}} \cdot e^{-j\frac{2\pi}{3}} \right]$ e os valores de potência ativa e reativa são dados em pu.

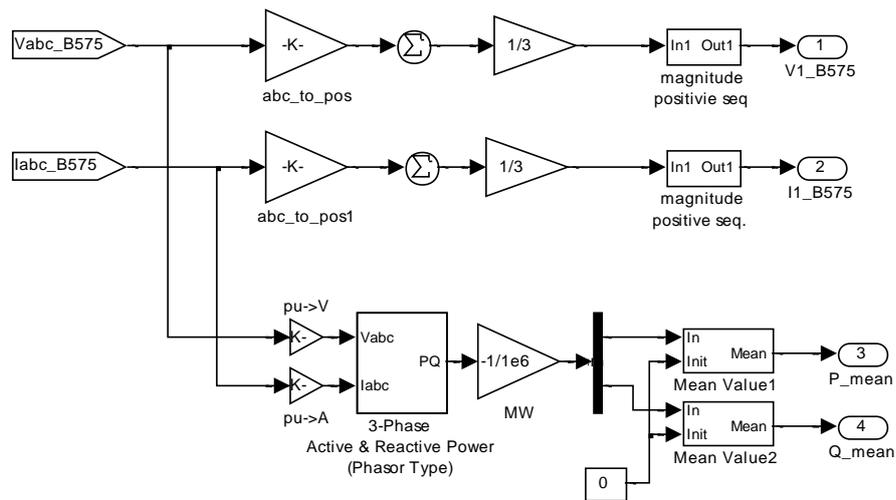


Figura 6.8 - Bloco de aquisição de dados da turbina

6.2.6 Bloco de aquisição de dados da rede elétrica

Neste bloco de aquisição de dados da rede elétrica, a tensão, corrente e velocidade são aquisitados como valores de entrada em vários blocos e possuem como saída as potências ativa e reativa, os valores de tensão em pu para cada barramento e o comportamento da velocidade do motor em funcionamento na Planta de 2 MW. A representação do bloco de aquisição de dados da rede elétrica é descrito na Figura 6.9.

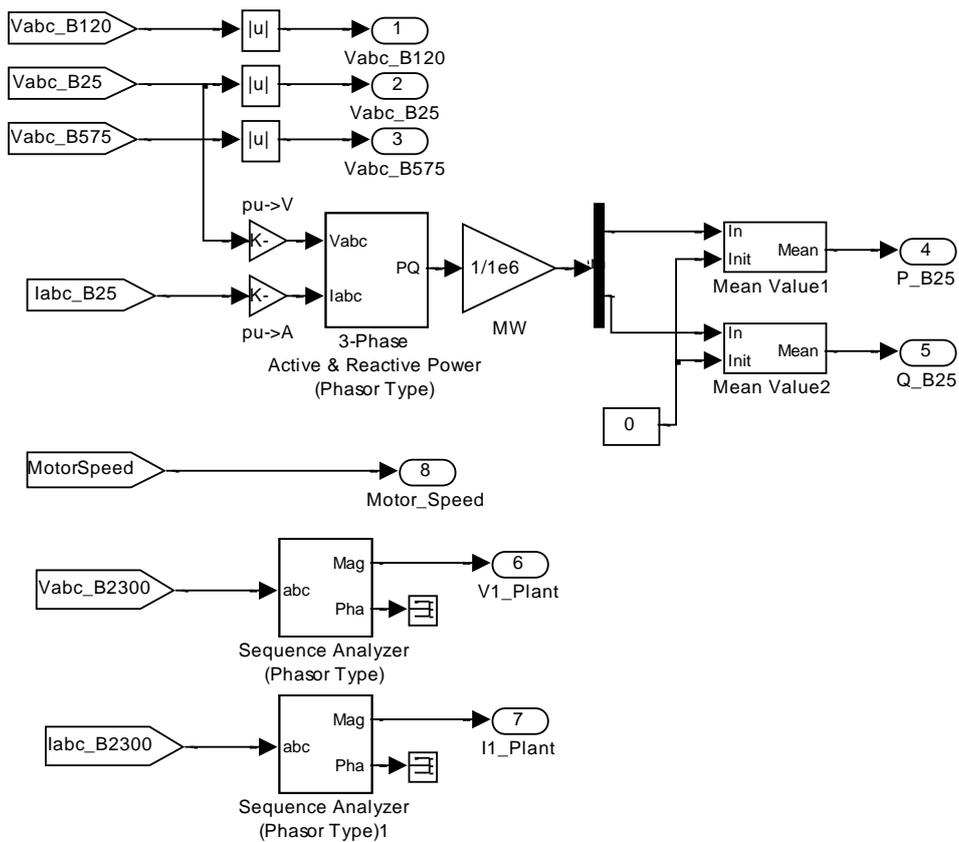


Figura 6.9 - Bloco de aquisição de dados da rede elétrica

O bloco de “*Sequence Analyzer*” dá como saída todas as componentes de seqüência positiva, negativa e zero. Sendo as três seqüências representadas por:

$$\begin{bmatrix} V_0 \\ V_1 \\ V_2 \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & \alpha & \alpha^2 \\ 1 & \alpha^2 & \alpha \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \end{bmatrix}$$

Onde V_a , V_b e V_c são as três fases do sistema trifásico assimétrico, e que são decompostos nas seqüências zero (0), positiva (1) e negativa (2). Toda a teoria referente às componentes simétricas é abordada no apêndice do final dessa dissertação.

6.2.7 Bloco da turbina

No menu do bloco da turbina há quatro telas de configuração de parâmetros: “*Generator data*”, “*Converters data*”, “*Turbine data*” e “*Control parameters*”.

Em “*Generator data*” é onde são postos os parâmetros do gerador DFIG. Na Figura 6.10 tem-se a janela de configuração relacionada aos parâmetros do gerador DFIG.

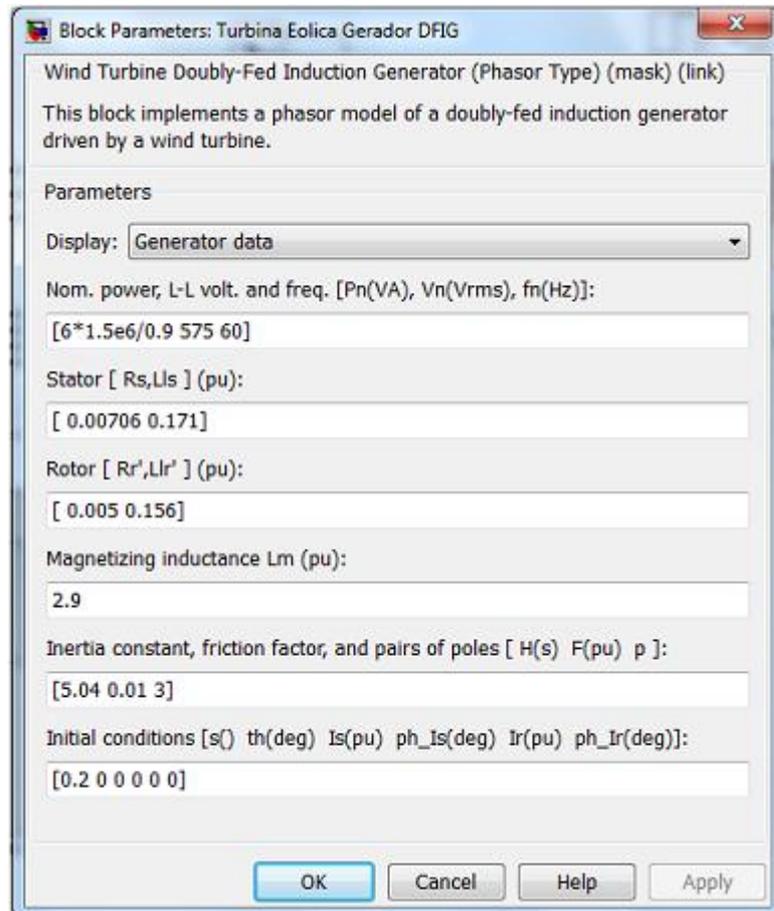


Figura 6.10- Janela de configuração dos parâmetros do gerador DFIG

Para a configuração usada na simulação foi utilizado em um único bloco, um arranjo de seis turbinas eólicas com um total de potência de saída de 9 MW (seis turbinas de 1,5 MW e fator de potência de 0,9), tensão nominal de saída de 575 V e frequência nominal de 60 Hz.

O display de “*Control parameters*”, na Figura 6.11, dispõem de dois modos de operação configuráveis, o modo de operação por regulação de tensão e o modo de regulação por potência reativa. As configurações usadas para ambos os modos foram os valores padrão fornecidos pelo MatLab.

Para a configuração dos displays “Converters data”, “Turbine data” também foram utilizados os valores padrões fornecidos pelo MatLab, como demonstrados nas Figuras 6.12 e Figura 6.13.

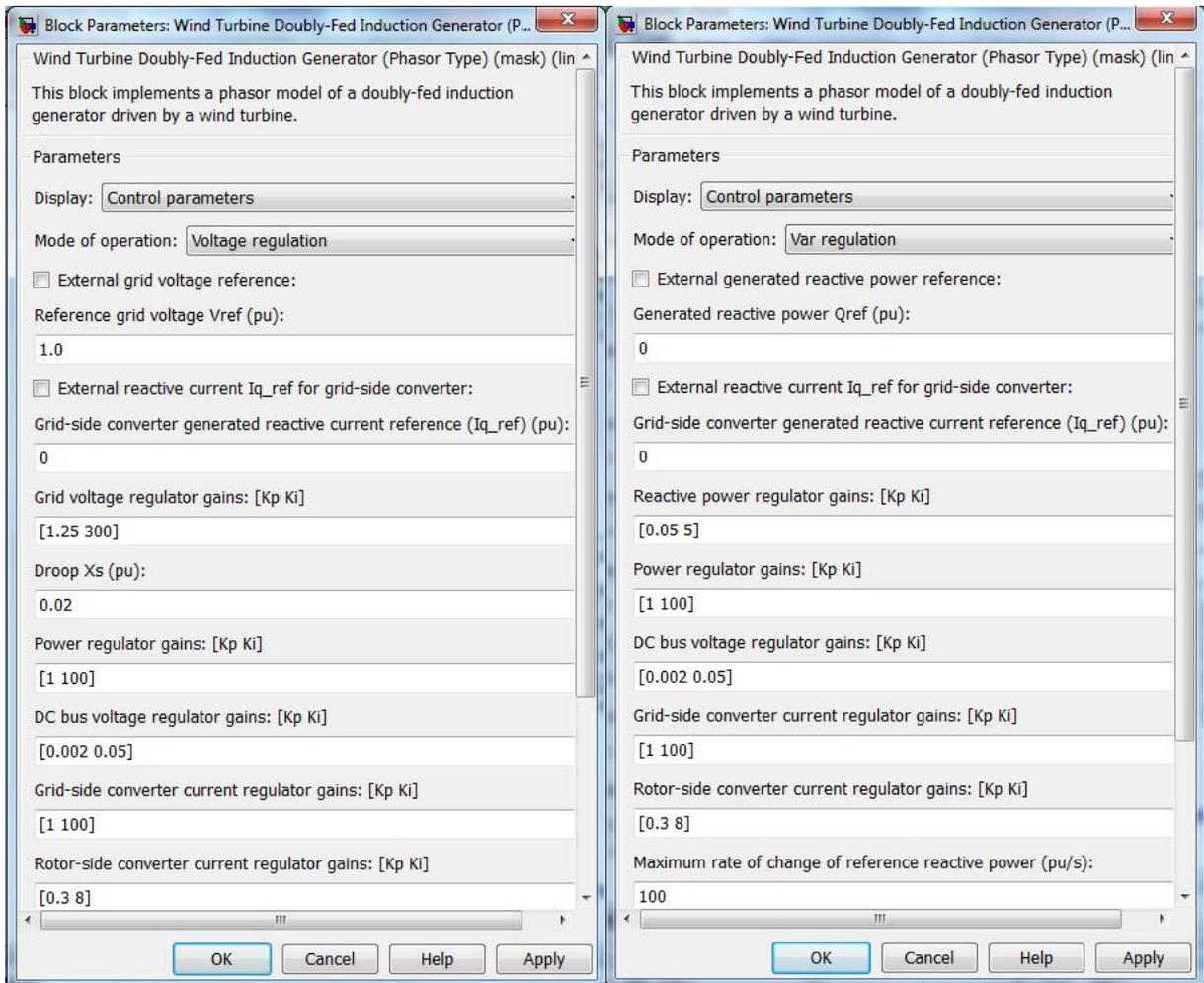


Figura 6.11 – Janela de parâmetros de controle.

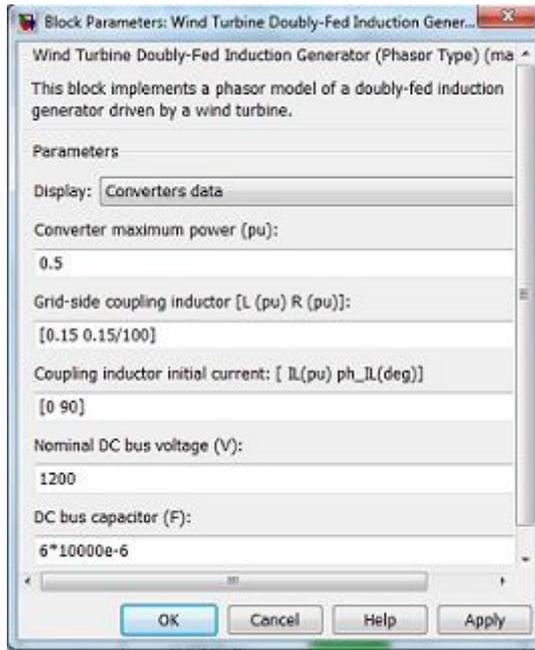


Figura 6.12 – Janela de parâmetros para conversão de dados.

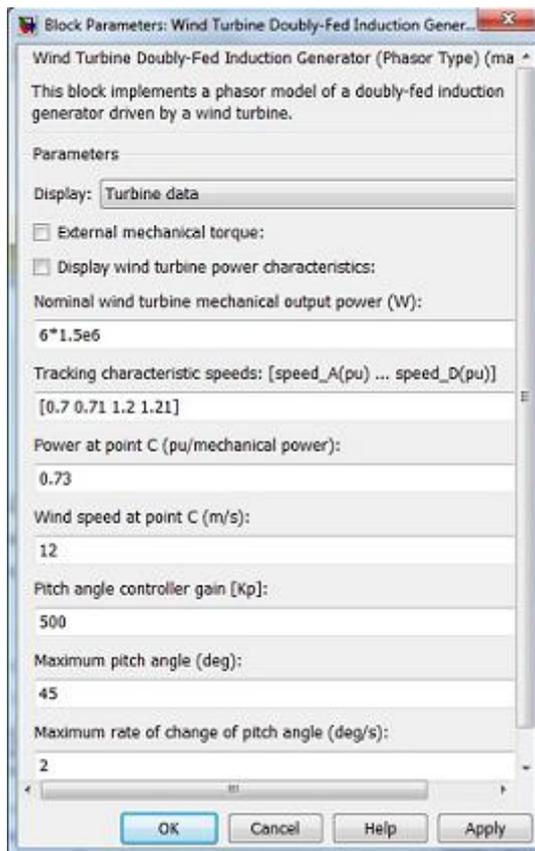


Figura 6.13 – Janela de parâmetros dos dados de funcionamento da turbina.

6.3 Simulações

6.3.1 Resposta da turbina e da rede para uma variação na mudança de velocidade do vento

Para esta simulação será aplicada uma variação na velocidade do vento o qual interage com a turbina eólica e a partir dessa variável de entrada são colhidas as respostas do sistema a esse sinal.

A simulação inicia com a condição inicial da velocidade do vento de 8 m/s. Essa velocidade é mantida até os primeiros 5 segundos, quando então uma variação no bloco de entrada da velocidade do vento é aplicado alterando a velocidade do vento para 14m/s. No decorrer da simulação os blocos de aquisição de dados da turbina e da rede realizam os cálculos necessários para que as saídas possam ser visualizadas no “scope”. Então, por meio do “scope”, todos os dados das curvas de resposta do sistema são colhidos e transferidos para a área de trabalho e plotados. No conjunto de gráficos das Figuras 6.14 e Figuras 6.15 são apresentadas as respostas do sistema para a variação na velocidade do vento.

Como explicado anteriormente, no item 6.2.1, as características de potência elétrica em relação à velocidade do vento para a turbina DFIG seguem a curva característica de operação demonstrado na Figura 6.1. Conforme configurado na janela “*Turbine data*” (Figura 6.13), para os pontos A, B, C e D da curva, as velocidades da turbina adotadas são, respectivamente, 0,7 , 0,71, 1,2 e 1,21 pu. Desta forma, para velocidades de ventos dentro do intervalo A-D da curva, a velocidade de operação do gerador estará entre 0,7 a 1,21 pu.

Iniciada a simulação, nos primeiros cinco segundos é aplicada uma entrada de velocidade de vento de 8m/s. De acordo com a curva característica de operação da Figura 6.1, para uma velocidade de vento de 8m/s, a região de operação da turbina estará entre os pontos B-C da curva e a velocidade do gerador estará em 0,8 pu. Como neste ponto de operação a velocidade é de apenas 0,8 pu, não excedendo o valor limite de 1,21 pu, não ocorre à atuação do ângulo de passo, o qual funciona como um sistema de controle de potência regulando a energia cinética absorvida dos ventos.

Operando com ventos de 8m/s, a potência ativa entregue pela turbina é de 2 MW, como pode visto na Figura 6.14 (c).

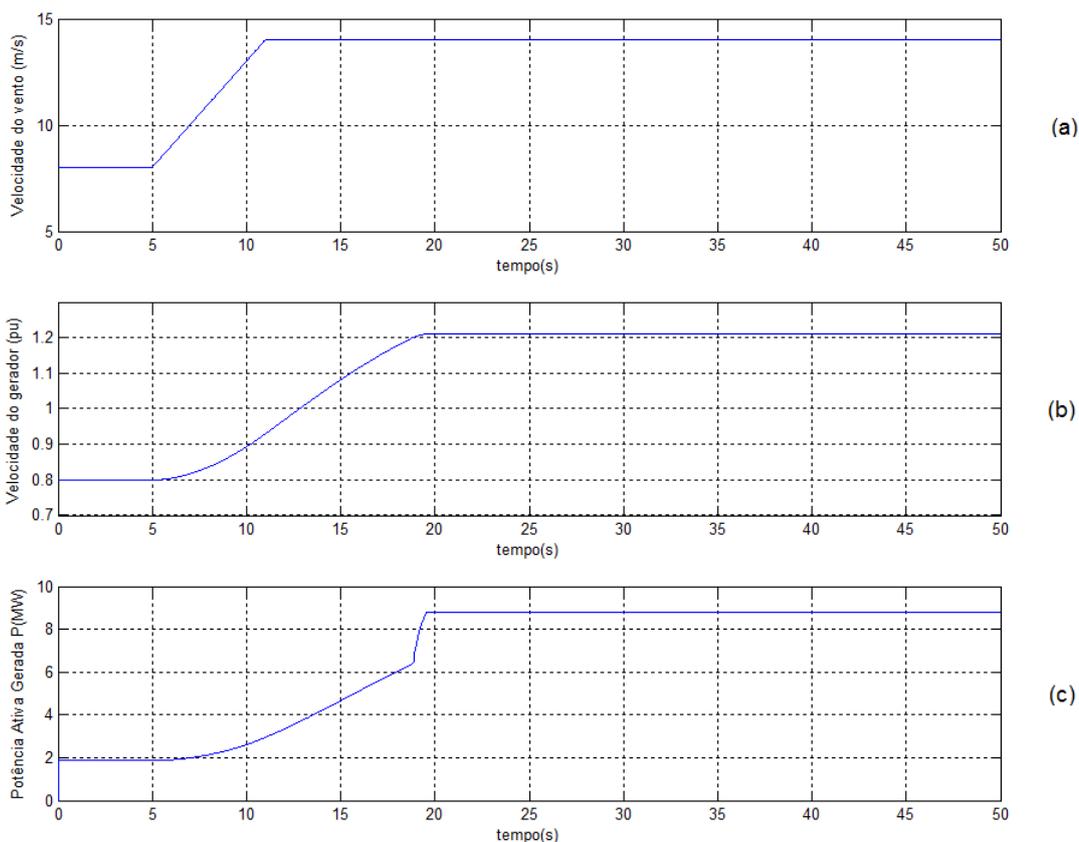
Após os 5 segundos é aplicado uma entrada crescente de vento de até 14m/s. Como apresentado na Figura 6.14 (b) e (c), com o aumento da energia cinética absorvida pela turbina, a velocidade do gerador e a potência ativa gerada aumentam para, respectivamente, 1.21 pu e 9 MW.

Na Figura 6.14 (f) é apresentado o comportamento da Tensão Vdc no *Link CC do gerador*. O pico de variação de 2 V observado é consequência do rápido aumento na potência ativa gerada. Este rápido aumento de potência ativa injetado pela turbina ocorre devido ao gerador alcançar a velocidade limite de operação de 1,21 pu, como pode ser visto na Figura 6.14 (b).

Como forma de impedir que a velocidade do gerador não exceda os 1.21 pu, entra em atuação o sistema limitador de potência por ângulo de passo, apresentado na Figura 6.14 (e). Observa-se que a variação do ângulo de passo é de, aproximadamente, 0,8 graus e após a atuação, todo o sistema se estabiliza e voltando a operar em regime.

Na Figura 6.14 (h) é apresentado o comportamento da corrente na barra B575. O aumento da corrente em B575 acontece devido ao aumento de potência ativa fornecida pela turbina ao sistema elétrico.

Na Figura 6.14 (g) tem-se a tensão de sequência positiva na barra B575, observa-se que a tensão não sofre alteração e permanece em 1 pu durante todo a simulação.



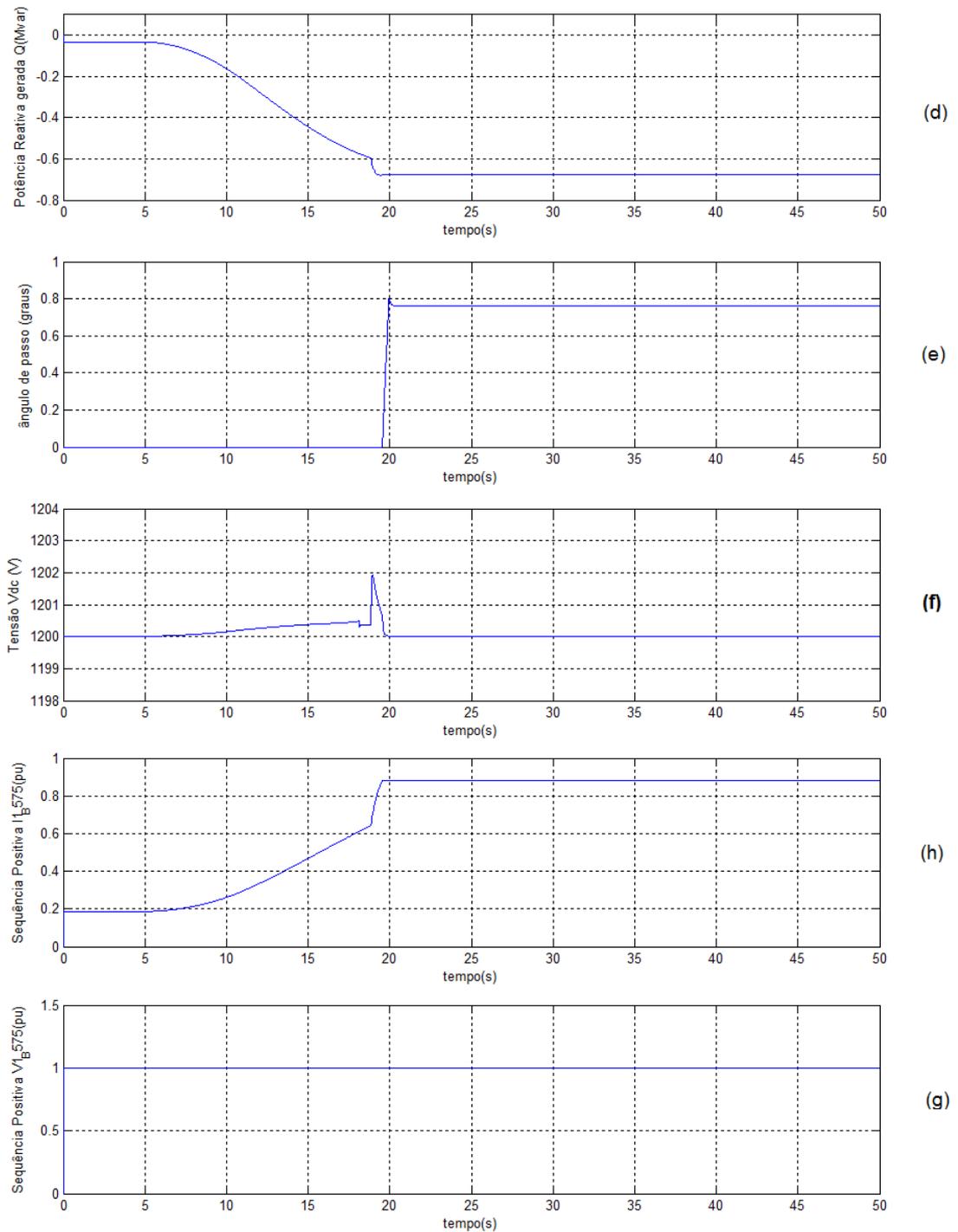


Figura 6.14 – Comportamento do DFIG para mudanças na velocidade do vento. Gráficos: (a) velocidade do vento; (b) velocidade do gerador; (c) potência ativa gerada pela turbina; (d) potência reativa gerada pela turbina; (e) variação do ângulo de passo; (f) tensão Vdc na turbina; (h) corrente de seq. Positiva na barra B575; (g) tensão de seq. Positiva na barra B25.

No conjunto de gráficos da Figura 6.15 são apresentadas as respostas da rede para mudanças na velocidade do vento.

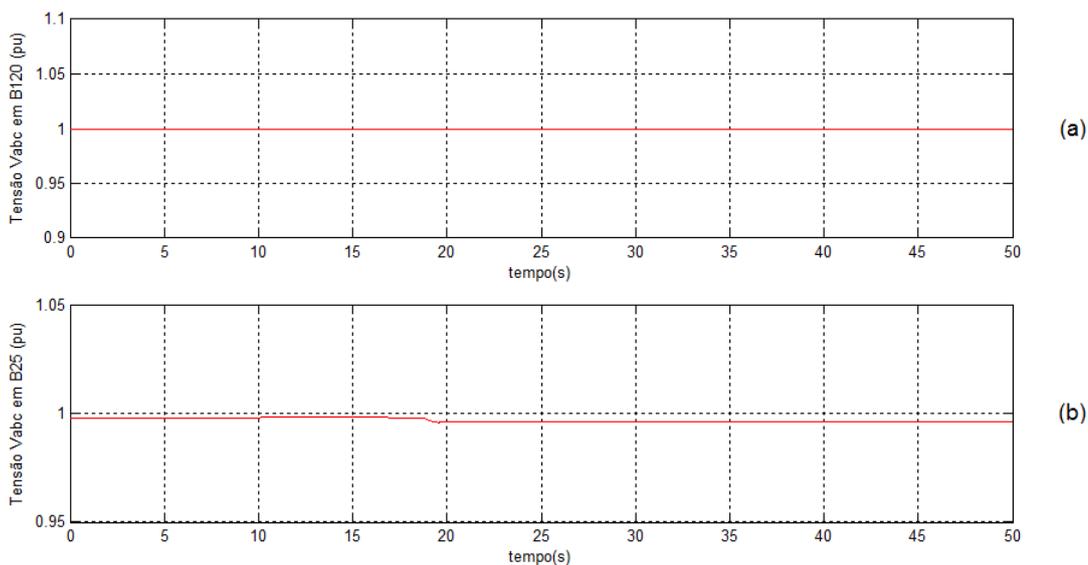
Nas Figuras 6.15 (a), (b) e (c) é demonstrado o comportamento das tensões, respectivamente, nas barras B120, B25 e B575 da Figura 6.4.

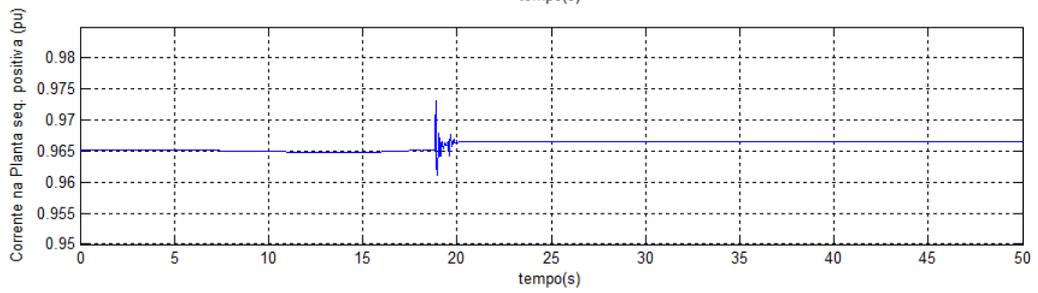
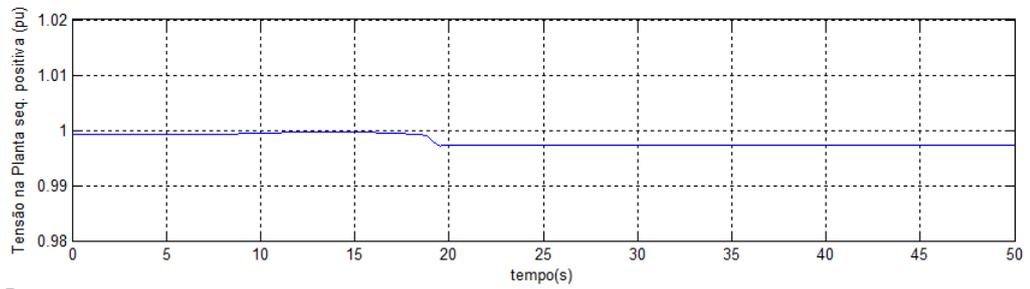
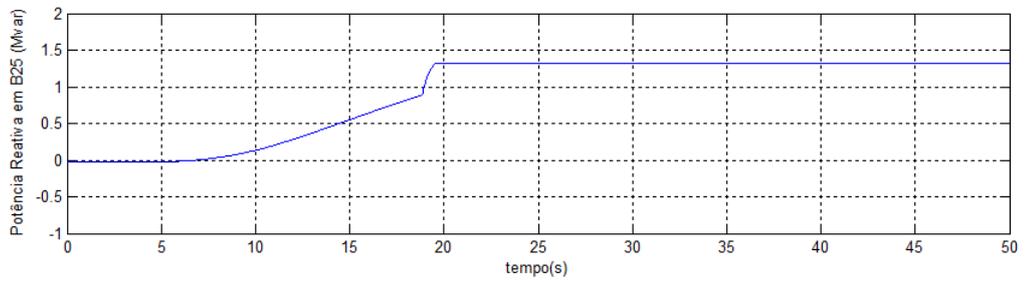
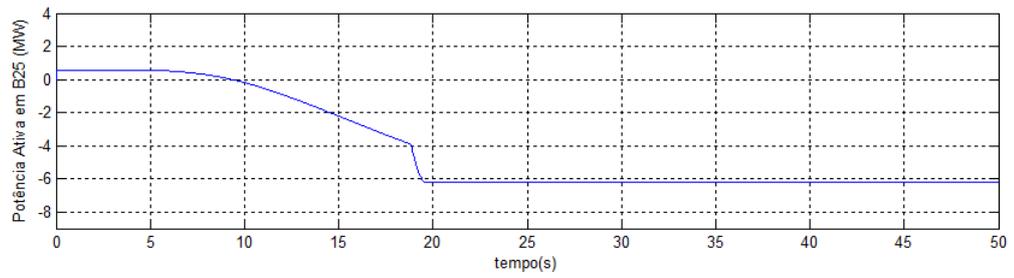
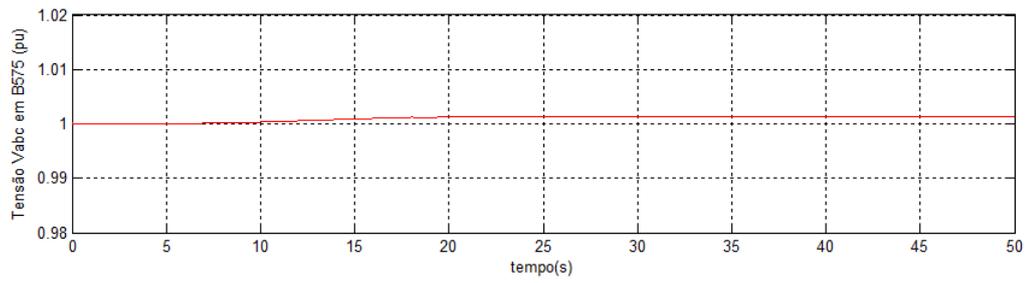
Nas Figuras 6.15 (d) e (c) estão às medições, respectivamente, da potência ativa e reativa no sentido da carga. Observe que no momento em que o parque eólico passa a fornecer mais potência ativa, de 2 MW para 9 MW, esta potência ativa na barra B25 passa a mudar de sentido e, aproximadamente, 6 MW passam a ser injetados em direção a rede de 120 kV.

Na Figura 6.15 (f) tem-se a tensão de sequência positiva da planta de 2 MW que praticamente não sofre mudanças.

No gráfico da corrente de sequência positiva da planta, Figura 6.15 (g), observa-se uma leve oscilação devido às alterações ocorridas nos valores das potências ativa e reativa na rede de 25 kV.

Na figura 6.15 (h) são demonstradas medições para a velocidade do motor. A leve variação da velocidade ocorre devido à pequena variação na tensão e a oscilação da corrente da planta.





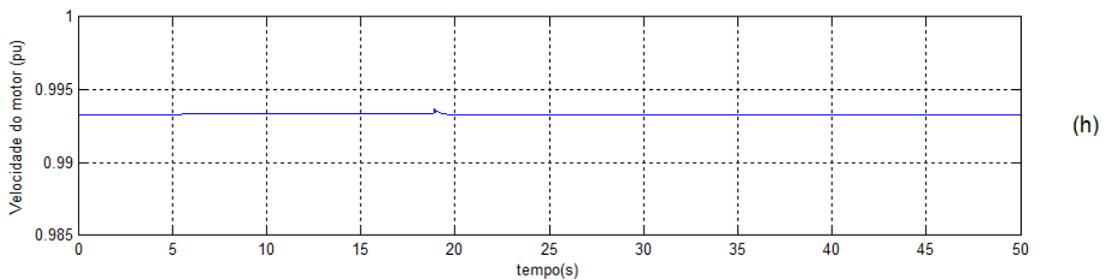


Figura 6.15 – Respostas da rede para mudanças na velocidade do vento. Gráfico:(a) tensão V_{abc} na barra B120; (b) tensão V_{abc} na barra B25; (c) tensão V_{abc} na B575; (d) potência ativa na barra B25; (e) potência reativa na barra B25; (f) tensão de seq. Positiva na planta de 2 MW; (g) corrente de seq. Positiva na planta de 2 MW; (h) velocidade do motor da planta.

6.3.2 Simulação de um afundamento de tensão na rede de 120 kV

Para essa simulação será criado um afundamento de tensão na rede de 120 kV com uma duração de 0,5 segundos e queda de tensão de 0,15 pu. A velocidade do vento foi fixada em 14 m/s e o afundamento de tensão está configurada para ocorrer aos 30 segundos da simulação. Nas Figuras 6.16 e 6.17 são apresentados os gráficos do comportamento do gerador DFIG para a ocorrência do fundamento de tensão na rede de 120 kV.

Nos primeiros 12 segundos de simulação, a turbina se comporta de forma semelhante ao que ocorreu no item 6.31, entrando em regime por meio do controle de ângulo de passo.

Com a ocorrência da falta aos 30 segundos de simulação, todas as tensões nas barras B120, B25 e B575 sofrem uma queda abrupta para, aproximadamente, 0,85 pu. Conseqüentemente, este distúrbio interfere no comportamento da turbina e no funcionamento do motor da planta.

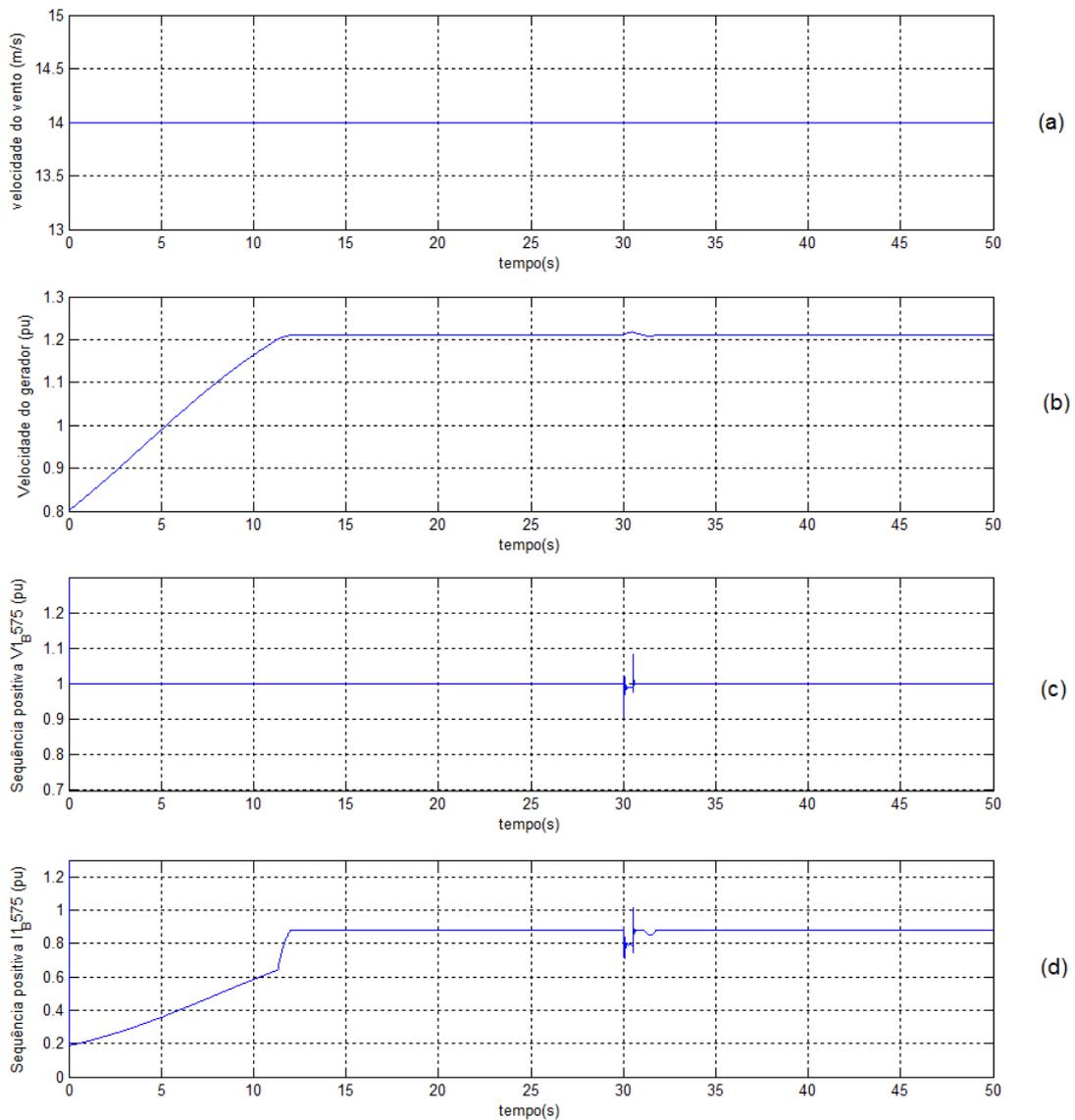
Nas Figuras 6.16 (c), (d), (e) e (f) tem-se, respectivamente, a tensão de sequência positiva na barra B575, a corrente de sequência positiva na barra B575, a potência ativa e reativa gerada pela turbina. Em todos estes gráficos são observadas oscilações em seus gráficos devido ao afundamento de tensão sentido na barra B575.

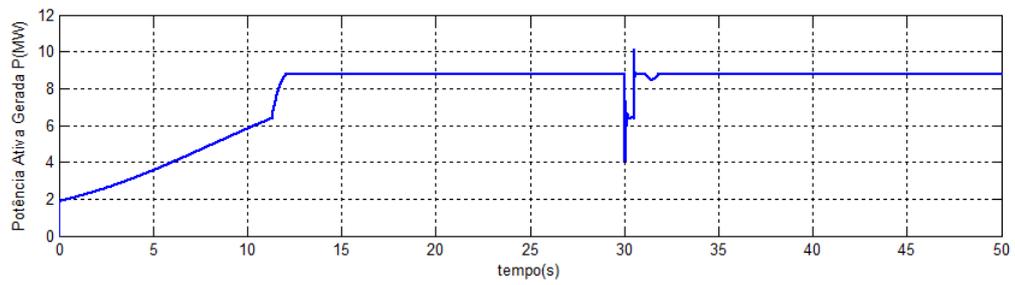
Com a súbita queda de tensão em B575, o gerador sofre um leve aumento de velocidade, ultrapassando o limite de 1.21 pu, como visto na Figura 6.16 (a). Conseqüentemente entra em atuação o controle por ângulo de passo, a fim limitar o aumento de velocidade, tal comportamento pode ser visto na Figura 6.16 (g). Infelizmente, a variação do ângulo de passo não consegue acompanhar a oscilação causada pelo afundamento, devido à velocidade de mudança de ângulo de passo ser menor. Então, após

a passagem da oscilação, o gerador tem sua velocidade inferior a 1.21 pu e, novamente, o controle de ângulo de passo atua, levando mais alguns segundo até conseguir estabilizar o sistema.

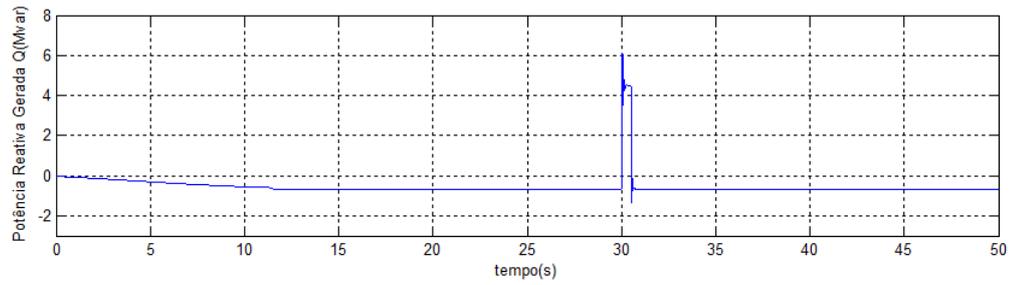
Na Figura 6.16 (h) tem-se o gráfico do comportamento da tensão Vdc do *Link CC da turbina*. A variação da tensão neste Link CC está diretamente relacionada à variação da potência ativa e reativa gerada pela turbina, conseqüentemente, a ocorrência das grandes variações de potência durante o distúrbio causam picos de variações na tensão Vdc.

Observa-se que a oscilação de tensão na rede de 25 kV, também afeta o comportamento do motor da planta de 2 MW, causando oscilações na velocidade de funcionamento do motor, como visto na Figura 6.17 (h).

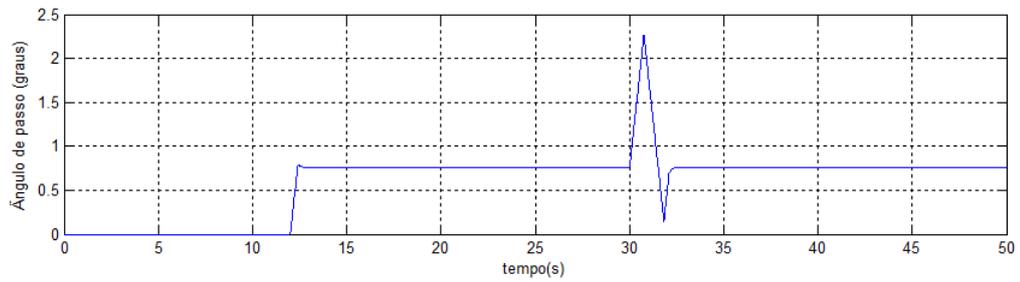




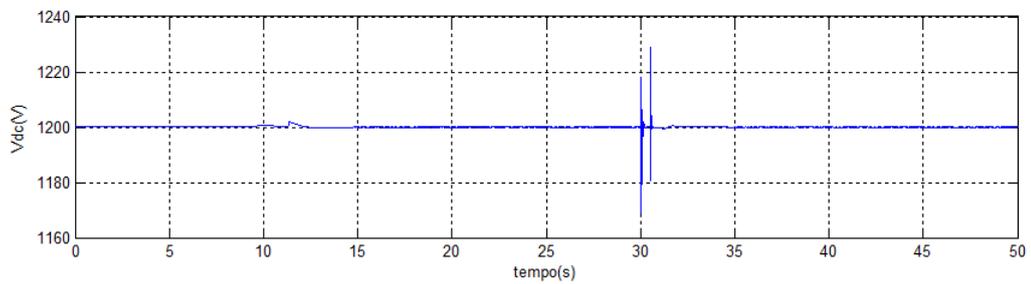
(e)



(f)

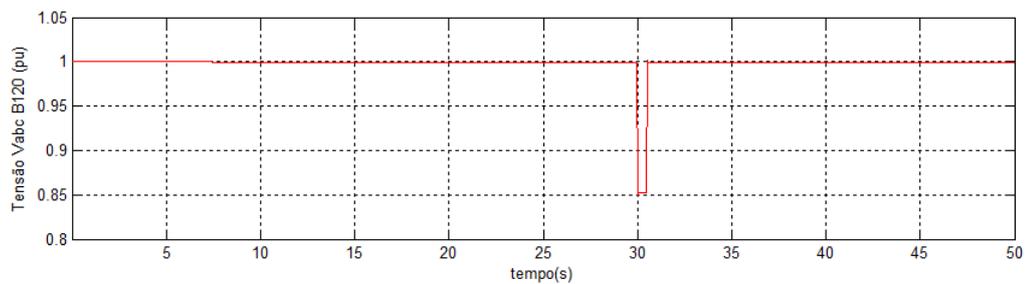


(g)

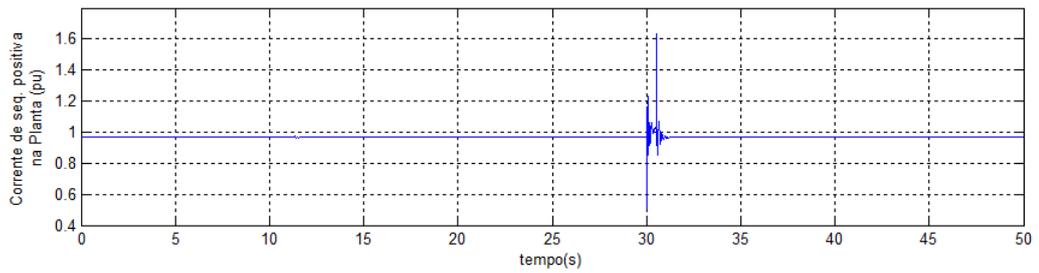
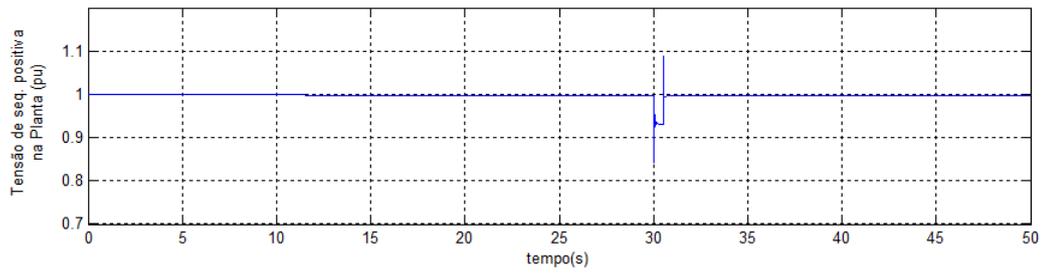
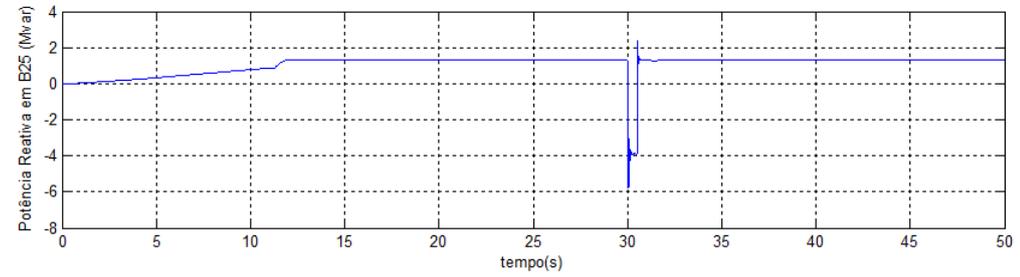
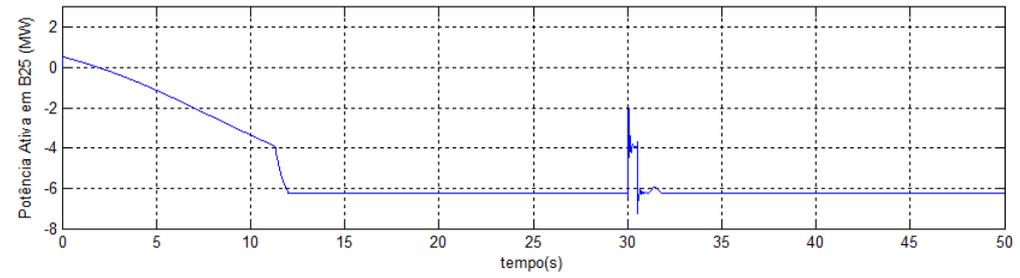
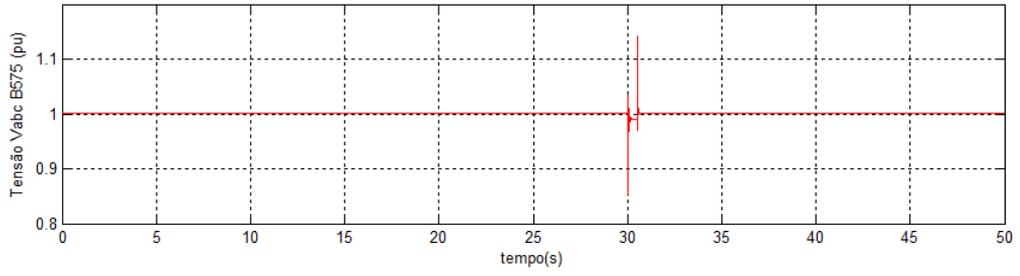
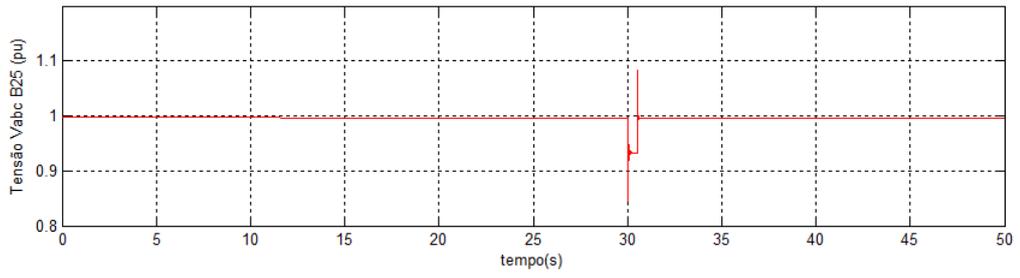


(h)

Figura 6.16 – Comportamento do DFIG para a ocorrência de um afundamento de tensão na rede de 120 kV. Gráficos: (a) velocidade do vento; (b) velocidade do gerador; (c) tensão de seq. positiva na barra B575; (d) corrente de seq. positiva na barra B575; (e) potência ativa gerada; (f) potência reativa gerada; (h) variação do ângulo de passo; (g) tensão Vdc na turbina.



(a)



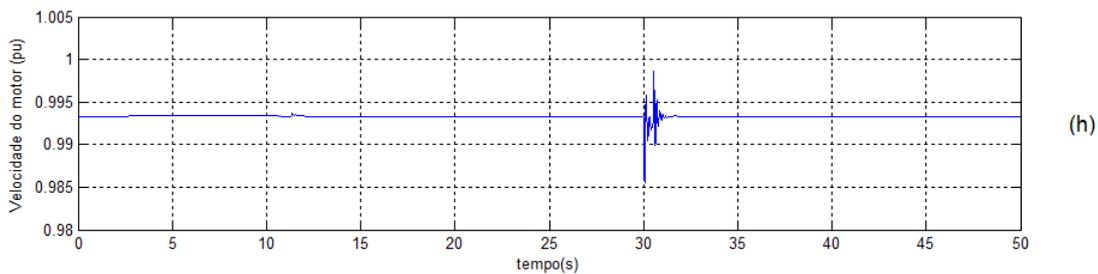


Figura 6.17 – Comportamento da rede para a ocorrência do afundamento de tensão na rede de 120 kV. Gráfico:(a) tensão V_{abc} na barra B120; (b) tensão V_{abc} na barra B25; (c) tensão V_{abc} na B575; (d) potência ativa na barra B25; (e) potência reativa na barra B25; (f) tensão de seq. Positiva na planta de 2 MW; (g) corrente de seq. Positiva na planta de 2 MW; (h) velocidade do motor da planta.

6.3.3 Simulação de falta na rede de 25 kV

6.3.3.1 Falta fase terra de 9 ciclos

Nessa parte serão demonstrados os impactos devido a uma falta fase-terra na rede de 25 kV. Como na simulação anterior, a velocidade do vento foi fixada em 14 m/s.

A falta foi ajustada para acontecer aos 20 segundos da simulação entre a fase a e o terra, com duração de 9 ciclos. Nas Figuras 6.18 e 6.19 são apresentas os gráficos do comportamento da turbina DFIG e da planta para a ocorrência da falta fase-terra.

Da mesma forma que ao item 6.3.2, nos primeiros 12 segundos de simulação, a velocidade do gerador aumenta de 0,8 para 1,21 pu, a potência ativa passa de 2 MW para 9 MW e ocorre a atuação do ângulo de passo fazendo o sistema entrar novamente em regime.

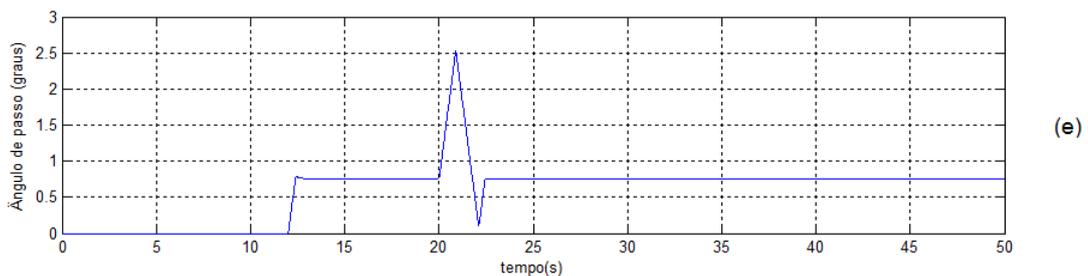
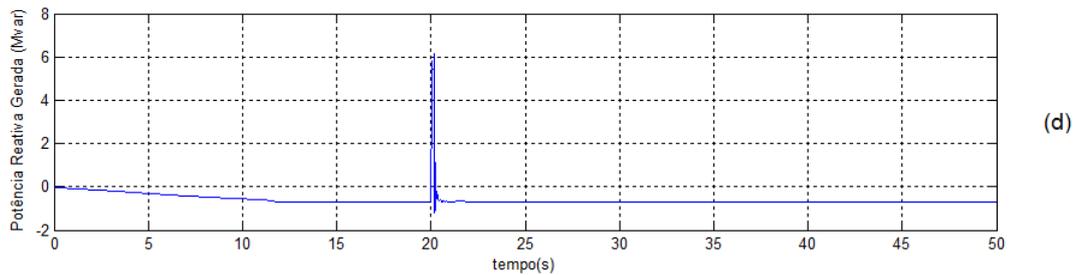
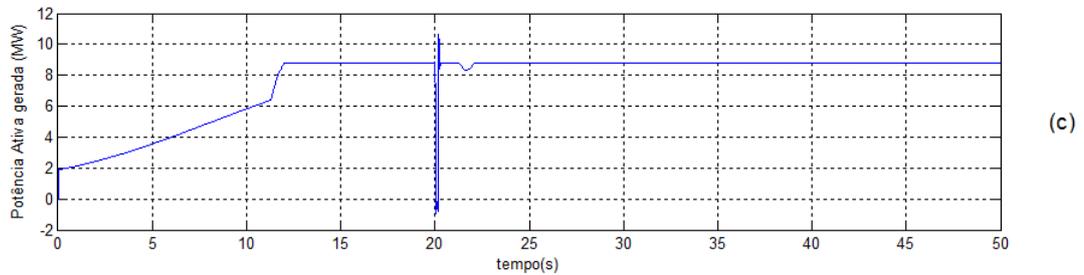
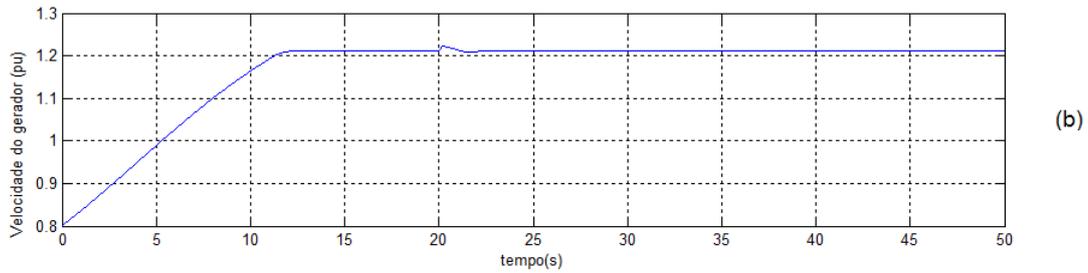
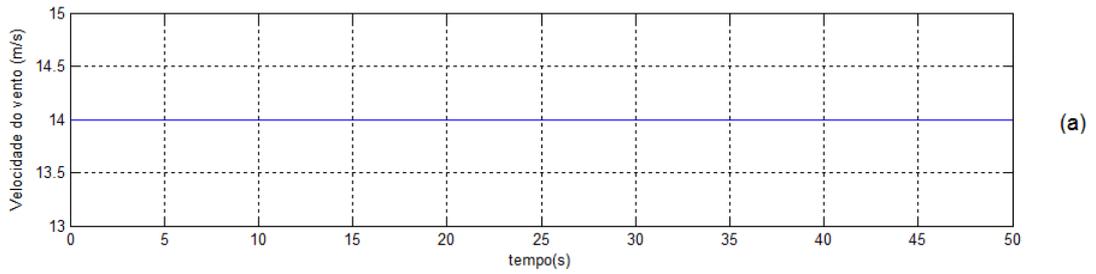
Com o acontecimento da falta fase-terra aos 20 segundos da simulação com duração de 9 ciclos, as tensões nas barras B120, B25 e B575 sofrem uma queda abrupta, principalmente, a tensão da fase a, o qual faz curto-circuito com o terra. O comportamento das barras B120, B25, B575 podem ser vistos nas Figuras 6.19 (a), (b) e (c).

Esta queda de tensão é sentida na barra B575, chegando a um valor de tensão inferior a 0,8 pu, como demonstrado na Figura 6.18 (g). Conseqüentemente, a velocidade do gerador aumenta e ultrapassa o valor de 1.21 pu, causando a atuação do controle de ângulo de passo até que o sistema se estabilize novamente. Nas Figuras 6.18 (b) e (e) estão representados os gráficos referentes à variação na velocidade do gerador e da variação do ângulo de passo.

Devido a esta queda de tensão de 9 ciclos na barra B575, o comportamento da potência ativa e reativa sofrem picos de variações, como descritos nas Figuras 6.18 (b) e (c). Em resposta a estes picos de variações nas potências geradas pela turbina, a tensão

Vdc do *Link* CC também se comporta de forma oscilante, com variações de até 75 V, como descrito na Figura 6.18 (f).

A falta também é sentida na planta de 2 MW, chegando a um valor de tensão de 0,7 pu e tal comportamento é descrito no gráfico da Figura 6.19 (f). Esta queda de tensão causa a oscilação da velocidade do motor, como demonstrado na Figura 6.19 (h).



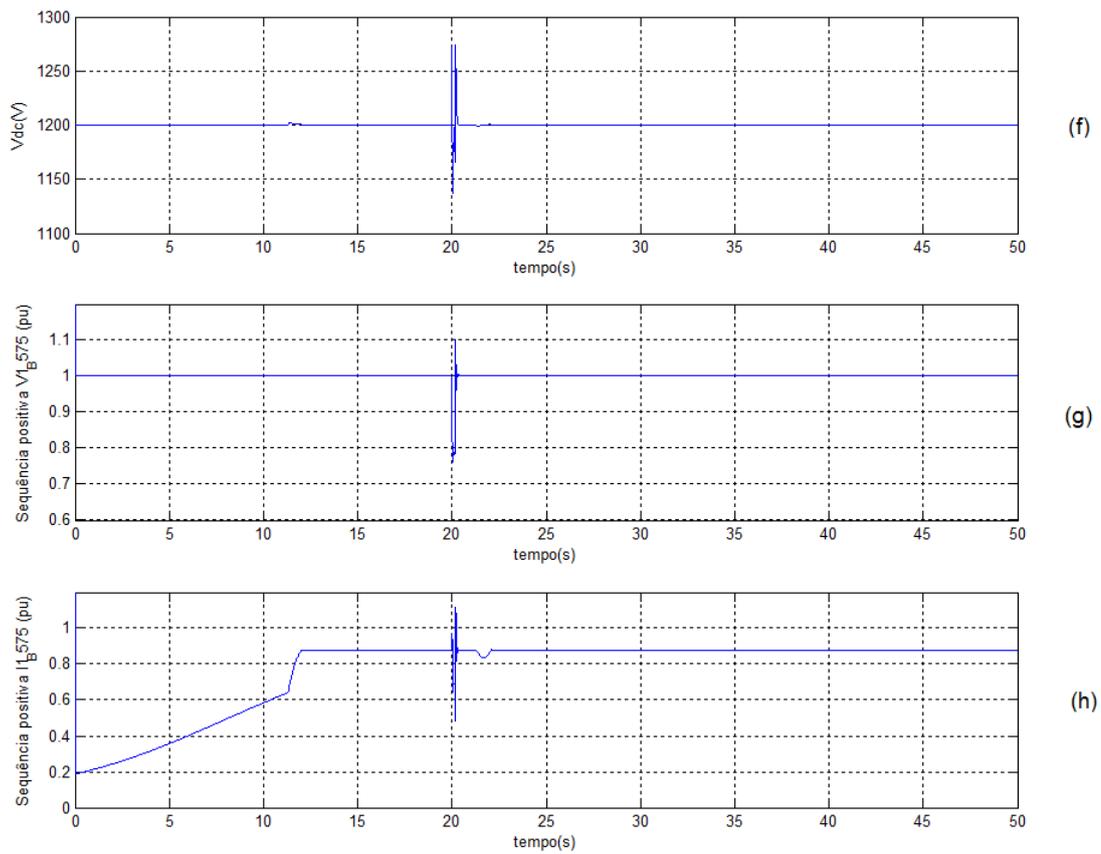
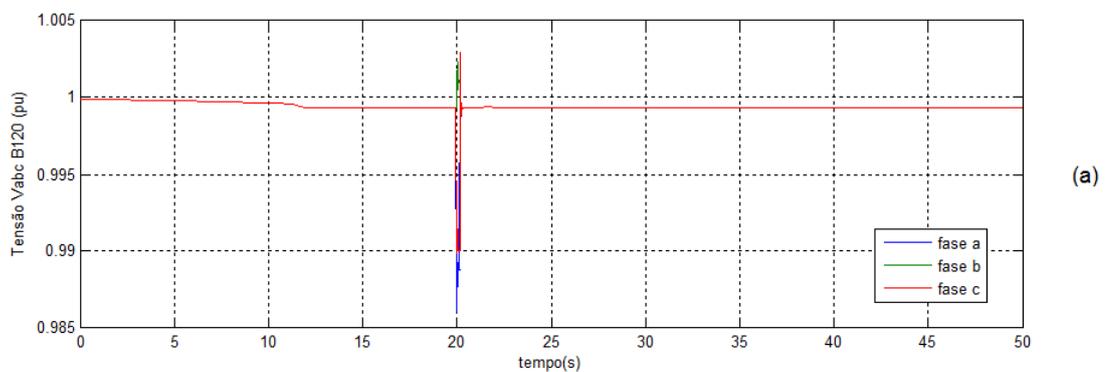
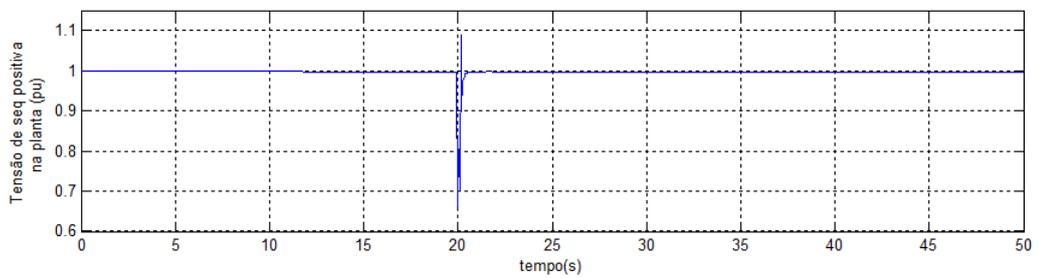
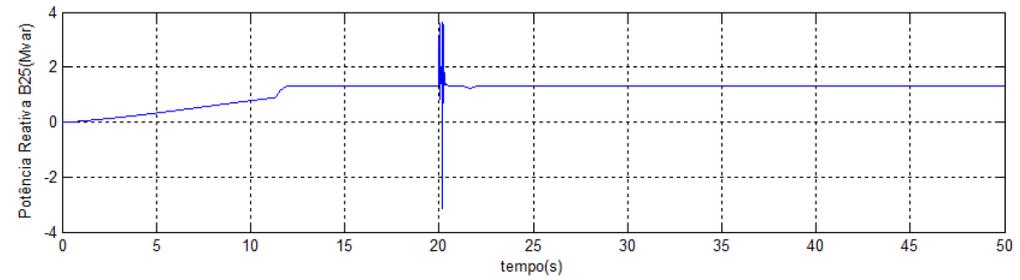
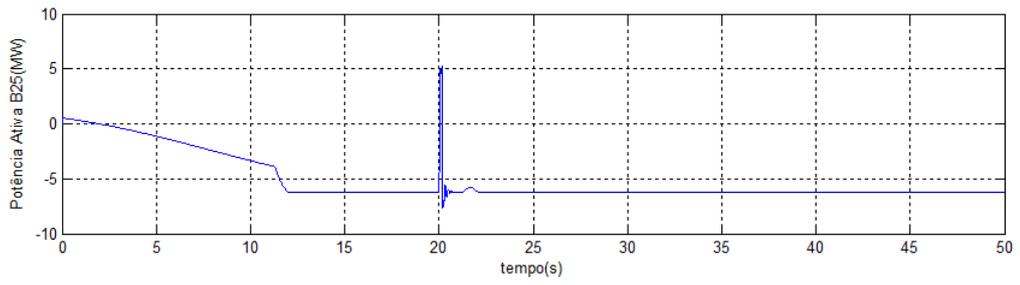
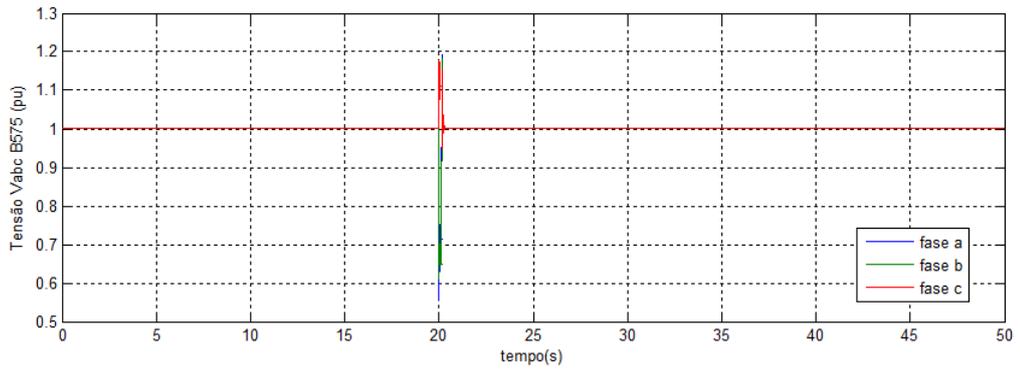
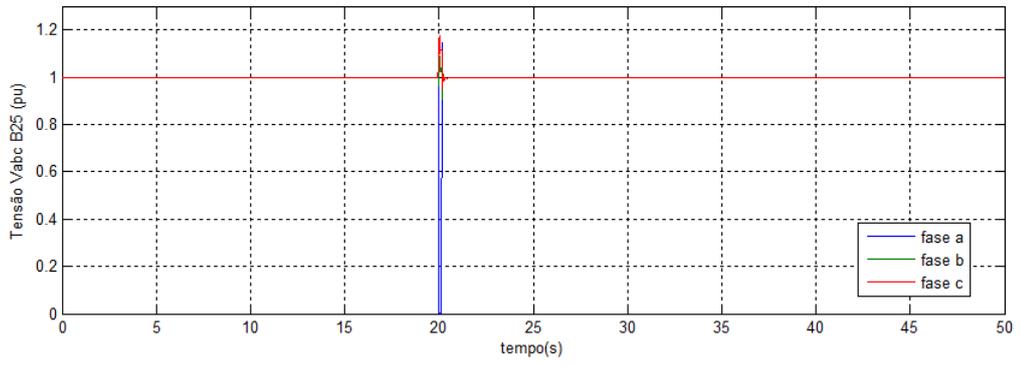


Figura 6.18 – Comportamento do DFIG para uma falta fase-terra de 9 ciclos na rede de 25 kV. Gráficos: (a) velocidade do vento; (b) velocidade do gerador; (c) potência ativa gerada pela turbina; (d) potência reativa gerada pela turbina; (e) variação do ângulo de passo; (f) tensão Vdc na turbina; (h) corrente de seq. Positiva na barra B575; (g) tensão de seq. Positiva na barra B25.





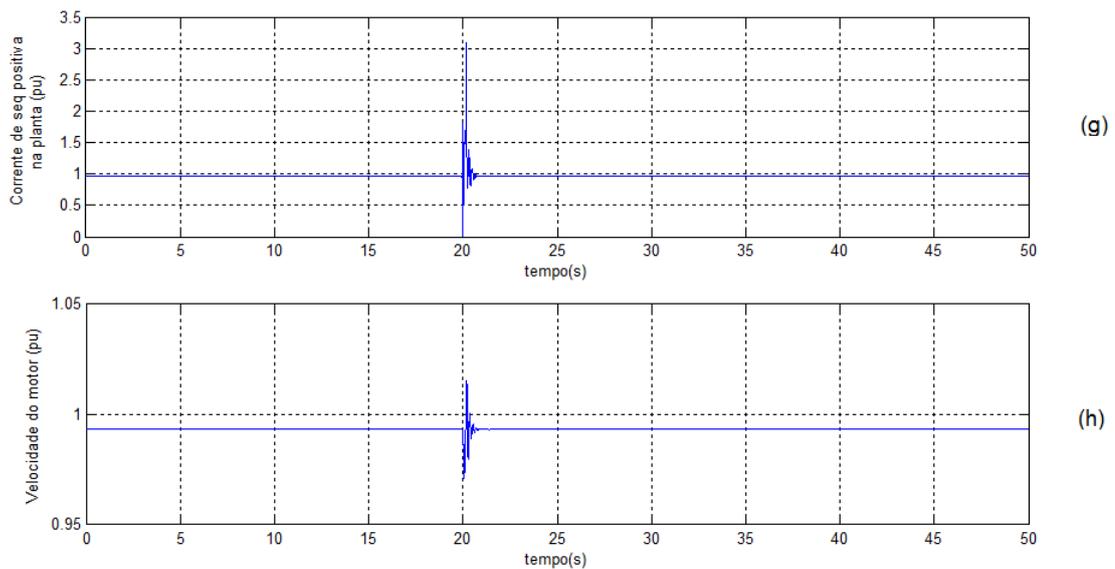


Figura 6.19 – Comportamento da rede para uma falta fase-terra de 9 ciclos na rede de 25 kV. Gráfico:(a) tensão V_{acb} na barra B120; (b) tensão V_{abc} na barra B25; (c) tensão V_{abc} na B575; (d) potência ativa na barra B25; (e) potência reativa na barra B25; (f) tensão de seq. Positiva na planta de 2 MW; (g) corrente de seq. Positiva na planta de 2 MW; (h) velocidade do motor da planta.

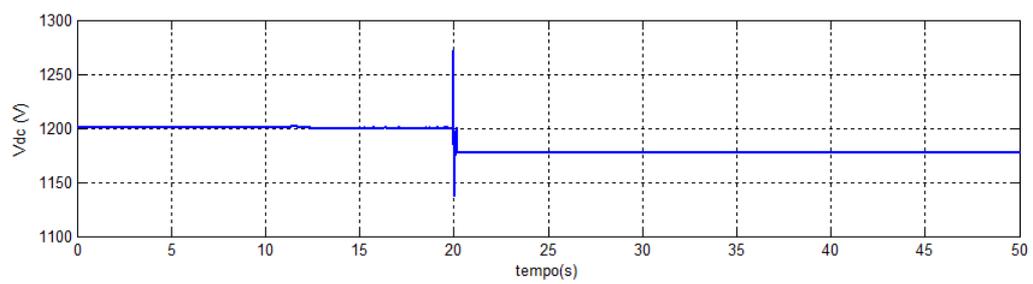
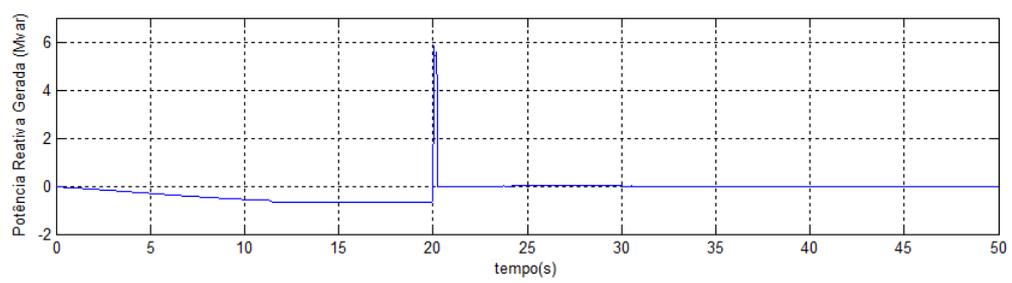
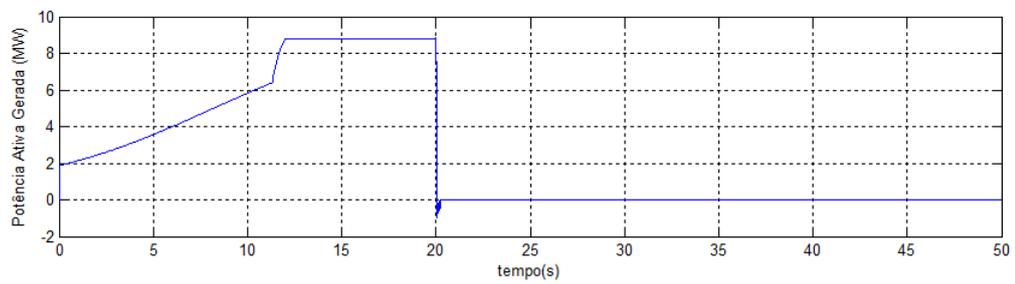
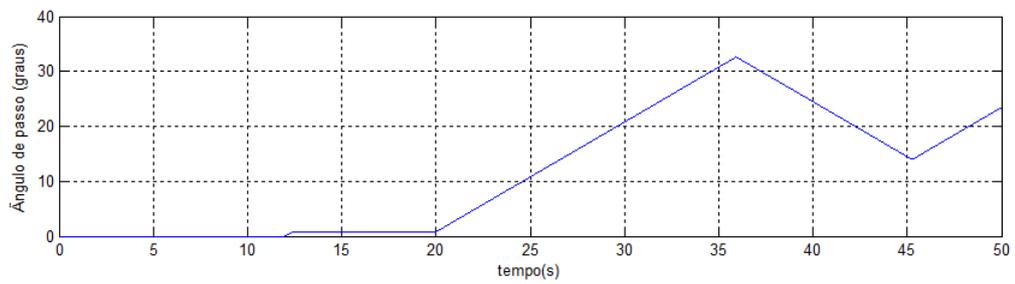
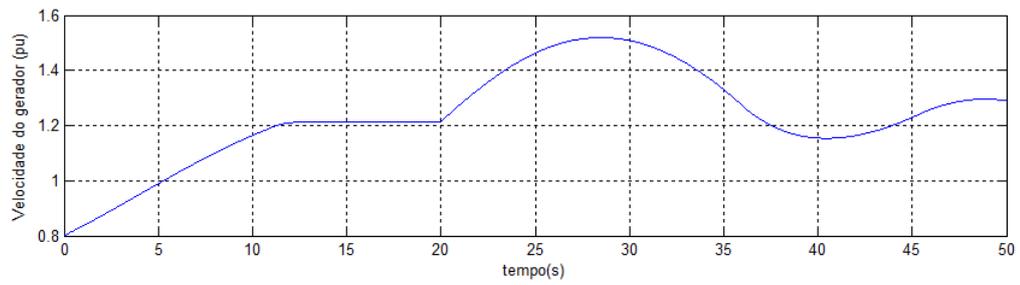
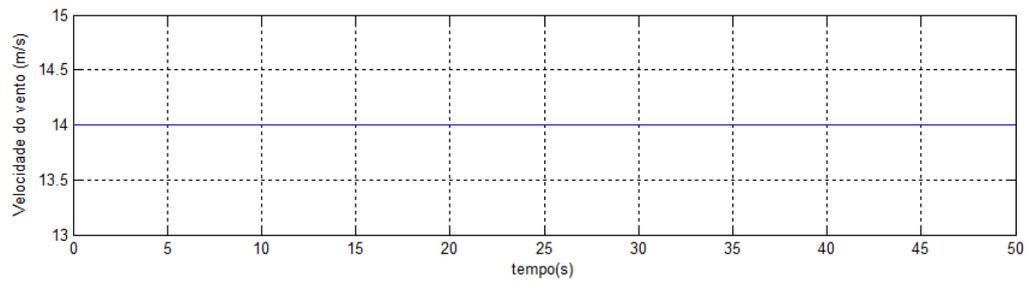
Pode-se observa que o controle de ângulo de passo se comportou de forma semelhante item 6.3.2, distúrbio de afundamento de tensão. Onde devido ao aumento na velocidade do gerador, o ângulo de passo atuou, mas em razão de sua lenta resposta não pode acompanhar essa oscilação sofrida pela turbina.

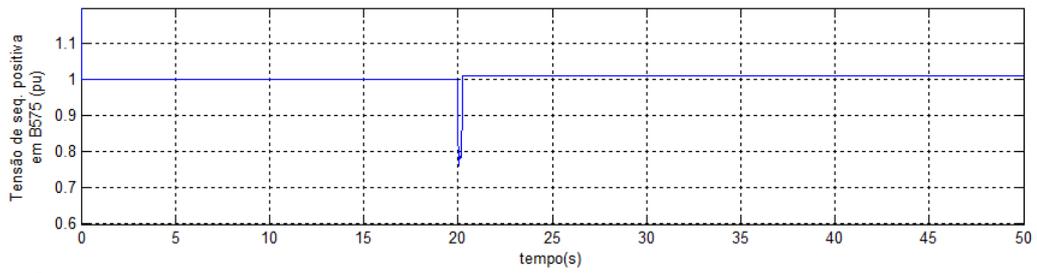
6.3.3.2 Falta fase terra com 0,2 segundos de duração

A mesma simulação de falta fase-terra é realizada nessa parte, entretanto com uma duração pouco maior que 9 ciclos, 0,2 segundos.

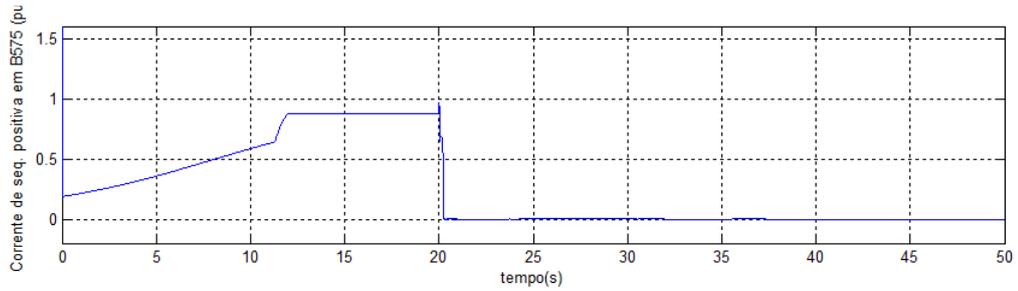
Neste caso, devido a falta, a turbina eólica é desconectada da rede pelo sistema de proteção. Em consequência do desconectamento da turbina a rede, a velocidade do gerador dispara e o controle aerodinâmico atua tentando controlar a velocidade do gerador por meio do ângulo de passo. Este comportamento pode ser visto nas Figuras 6.20 (b) e (c).

Observa-se que a proteção do motor da planta de 2 MW também atua desconectando-o da rede, Figura 6.20 (h). Todos os resultados da simulação estão apresentados na Figura 6.20 e Figura 6.21.



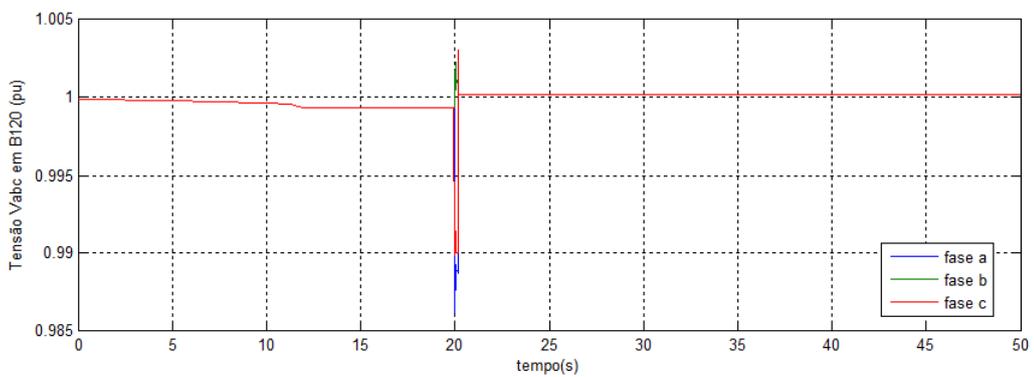


(g)

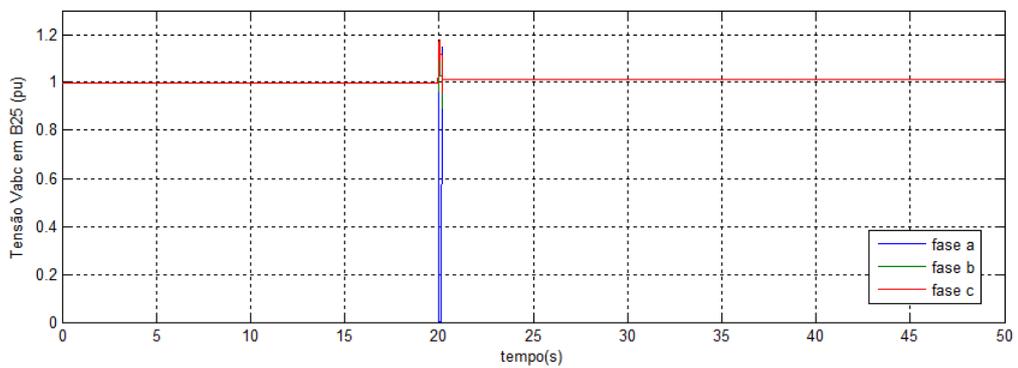


(h)

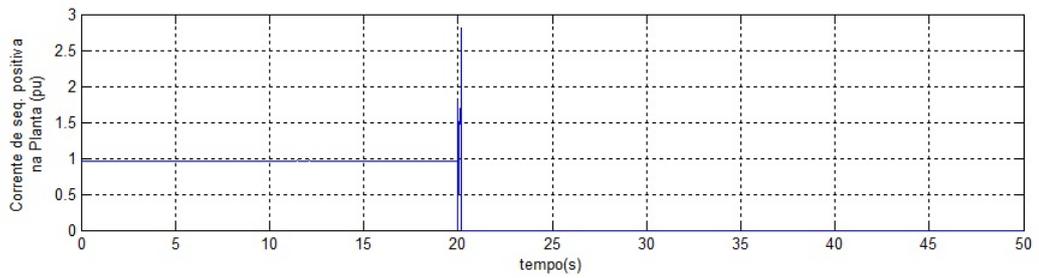
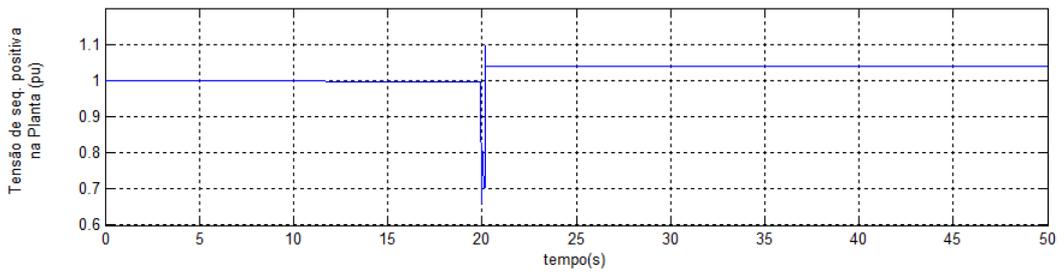
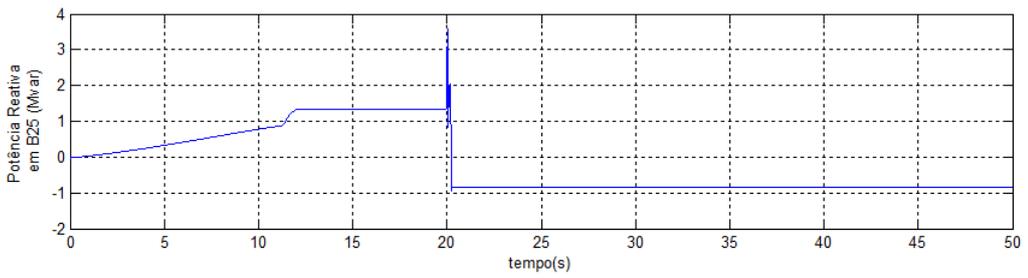
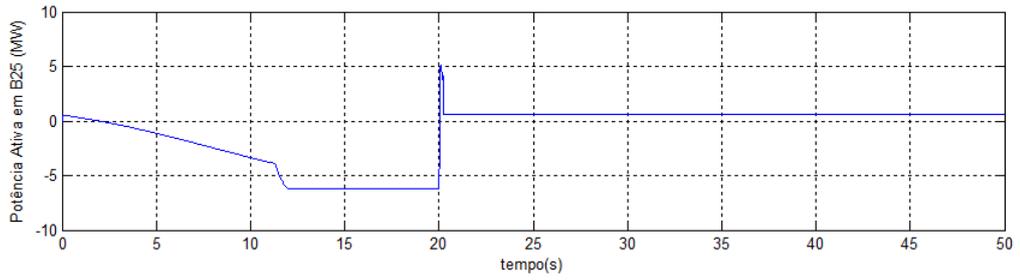
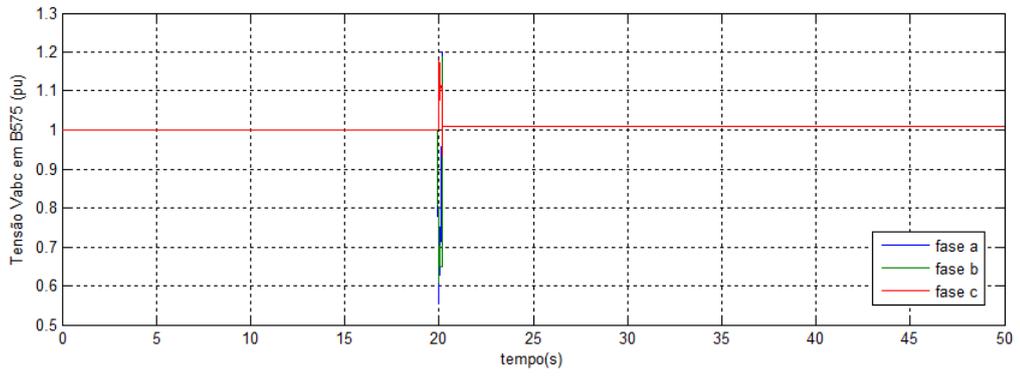
Figura 6.20 – Comportamento do DFIG para uma falta fase-terra de 0.2 segundos na rede de 25 kV. Gráficos: (a) velocidade do vento; (b) velocidade do gerador; (c) variação do ângulo de passo; (d) potência ativa gerada pela turbina; (e) potência reativa gerada pela turbina; (f) tensão Vdc na turbina; (h) tensão de seq. Positiva na barra B575; (g) corrente de seq. Positiva na barra B575.



(a)



(b)



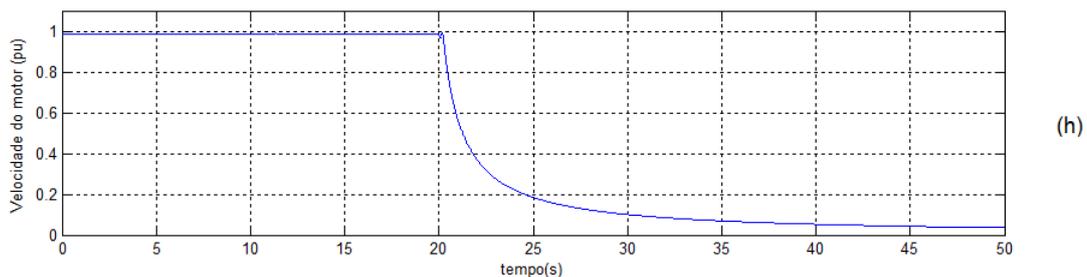


Figura 6.21 – Comportamento da rede para uma falta fase-terra de 0.2 segundos na rede de 25 kV. Gráfico:(a) tensão V_{acb} na barra B120; (b) tensão V_{abc} na barra B25; (c) tensão V_{abc} na B575; (d) potência ativa na barra B25; (e) potência reativa na barra B25; (f) tensão de seq. Positiva na planta de 2 MW; (g) corrente de seq. Positiva na planta de 2 MW; (h) velocidade do motor da planta.

6.3.3.3 Falta fase-fase na rede de 25 kV.

Por último, é realizada uma simulação de falta fase-fase entre as fases a e b. Foram testados vários tempos de duração de faltas e observou-se que para durações superiores a 0,1 segundos o sistemas de proteção da turbina eólica e do motor da planta de 2 MW entravam em atuação desconectando-os da rede, como ocorreu na simulação anterior. Nas Figuras 6.22 e 6.23 são apresentados os resultados obtidos para uma falta fase-fase de 0,1 segundo de duração. A velocidade do vento para esta simulação foi fixada e 10 m/s e a falta foi programada para ocorrer aos 40 segundos da simulação.

Para esta simulação, a velocidade do vento foi fixada em 10 m/s. De acordo com a curva característica de operação da turbina, Figura 6.1, o funcionamento do gerador está entre os pontos B e C da curva. Nesta região de operação, não há necessidade de limitar a potência mecânica gerada pelo rotor, pois o gerador está operando a uma velocidade de 1 pu. Consequentemente, o ângulo de passo não atua, tal comportamento é demonstrado nos gráficos das Figuras 6.22 (b) e (c).

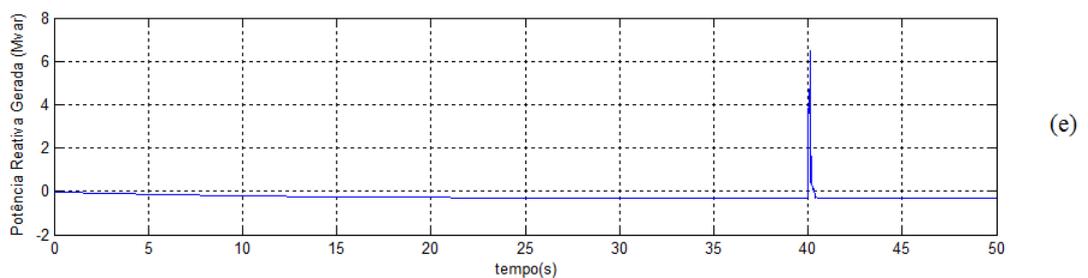
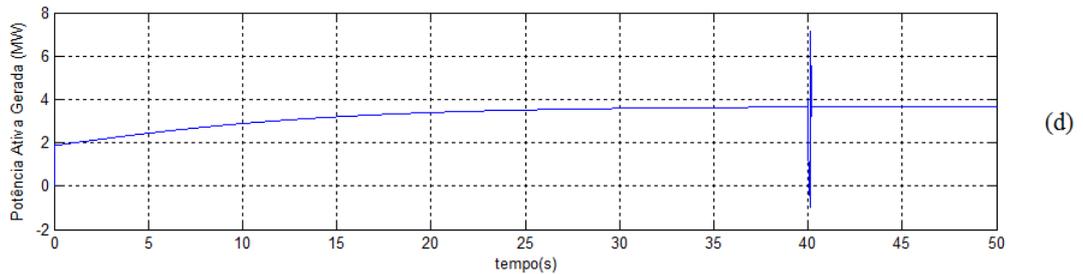
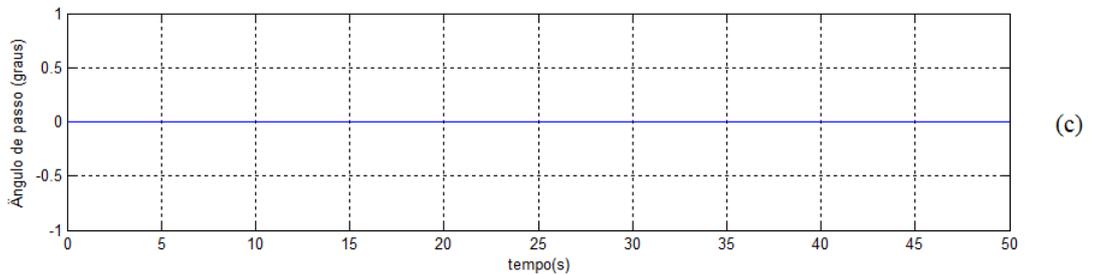
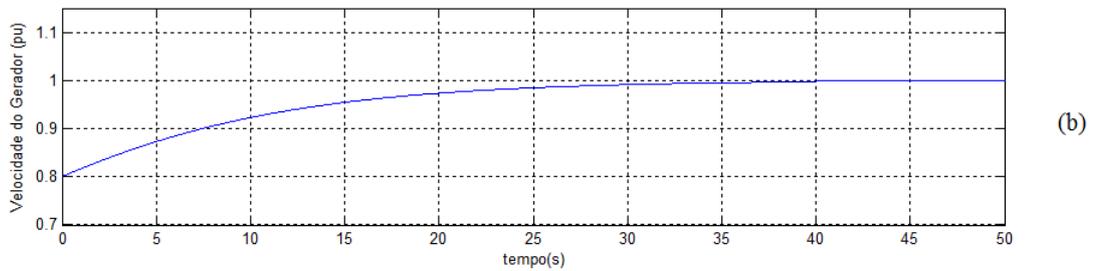
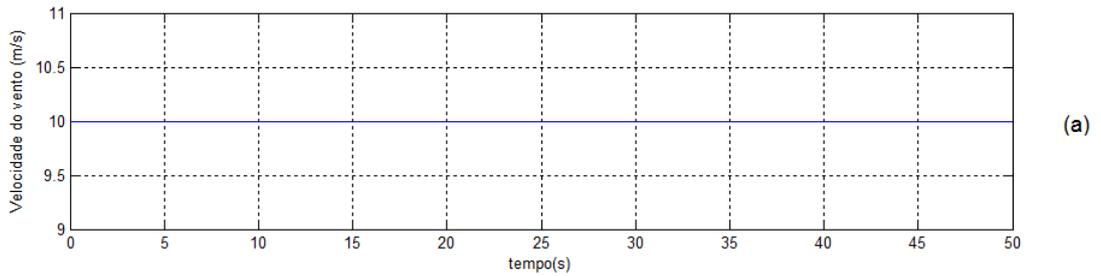
A falta fase-fase foi programada para ocorrer aos 40 segundos da simulação na linha de 25 kV. Nas Figuras 6.23 (a), (b) e (c) é apresentado o comportamento das redes de 25 kV, 120 kV e 575 V com medições realizadas em suas respectivas barras, B25, B120 e B575.

Apesar da falta ser sentida na B575, com uma queda de tensão para 0,6 pu, como visto na Figura 6.22 (g), a velocidade do gerador mantém-se dentro da faixa normal de operação e o controle de potência por ângulo de passo não entrar em atuação, como demonstrado nas Figuras 6.22 (b) e (c).

Os picos de variações de potência ativa e reativa gerados pela turbina, Figura 6.22 (d) e (e), causam um rápido aumento na tensão V_{dc} do *Linc CC* da turbina, com valores

superiores a 100V de variação, como pode ser visto na Figura 6.22 (f). Com a passagem do distúrbio da falta, todo o sistema retorna novamente ao regime de operação.

A falta entre as fases a e b também interfere no funcionamento do motor da planta de 2 MW, causando oscilações em sua velocidade de funcionamento, como apresentado na Figura 6.23 (h).



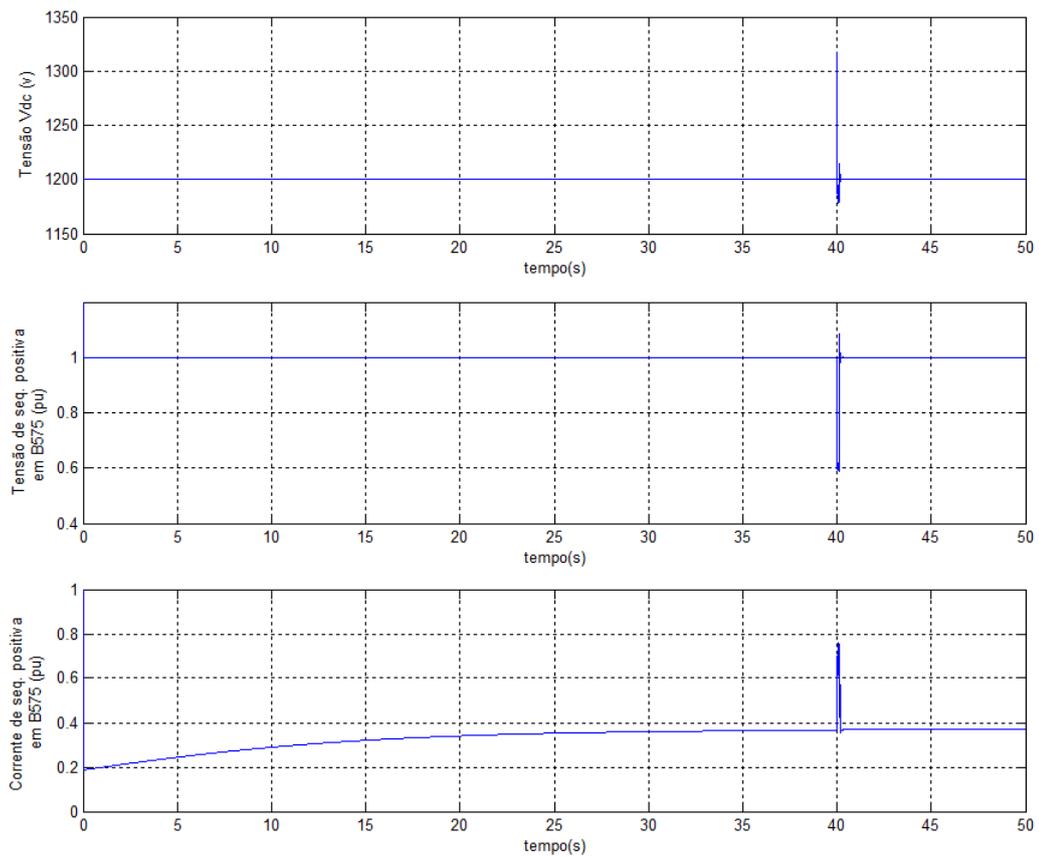
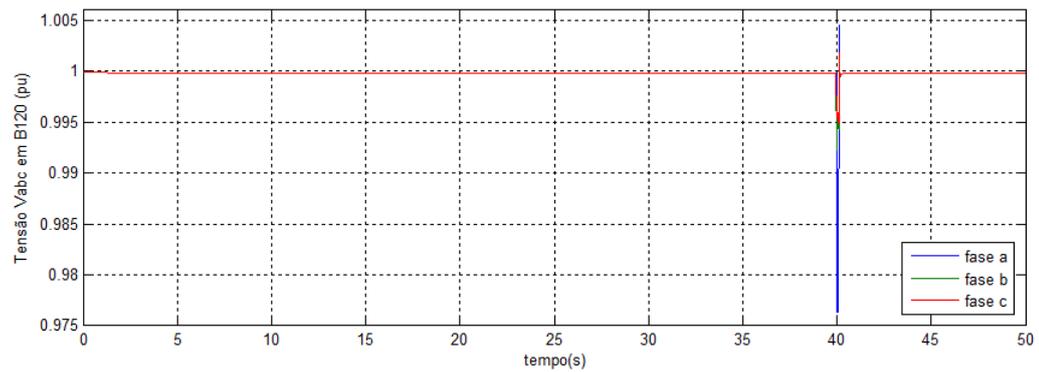
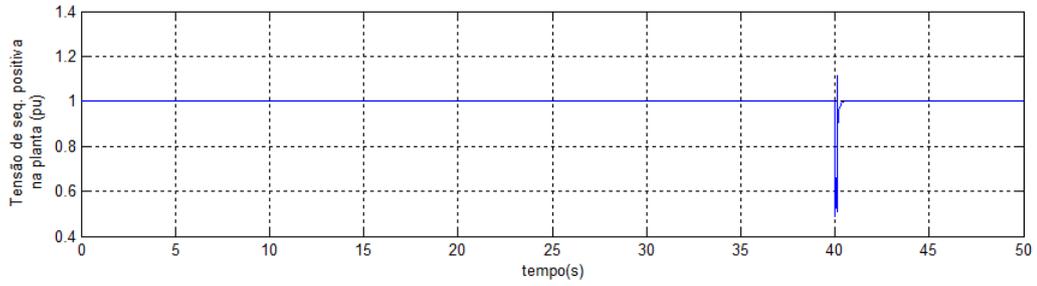
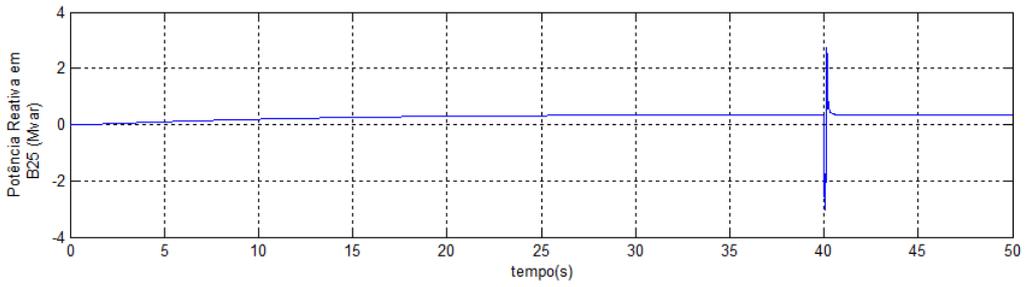
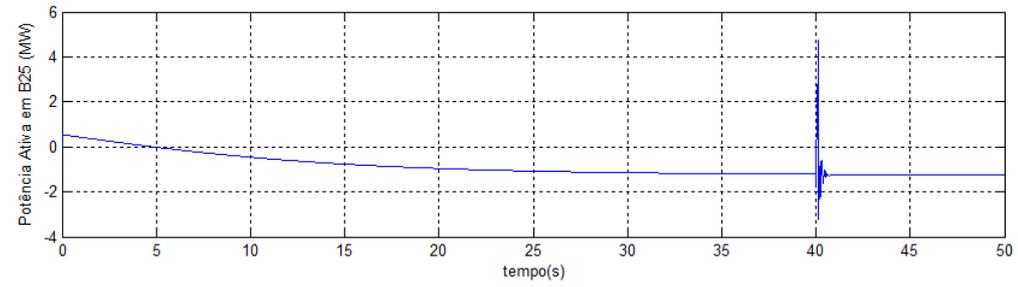
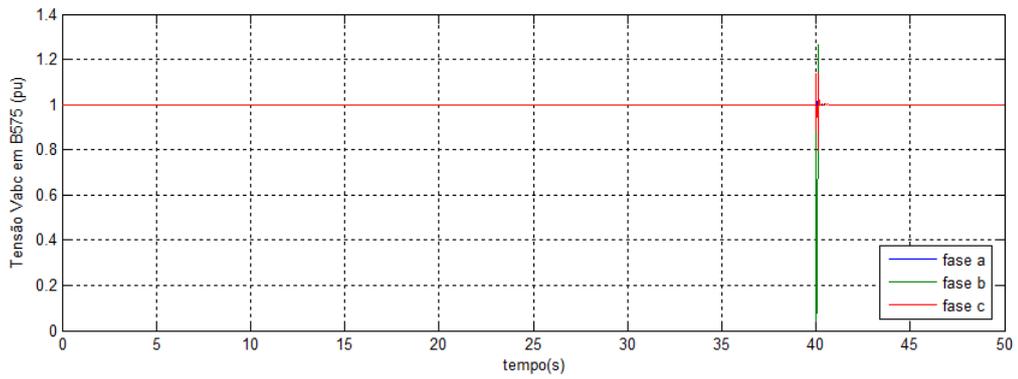
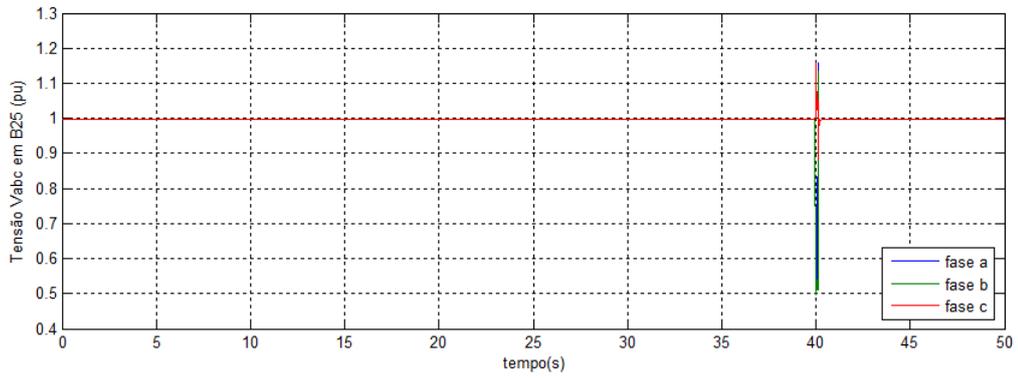


Figura 6.22 – Comportamento do DFIG para uma falta fase-fase de 0.1 segundos na rede de 25 kV. Gráficos: (a) velocidade do vento; (b) velocidade do gerador; (c) variação do ângulo de passo; (d) potência ativa gerada pela turbina; (e) potência reativa gerada pela turbina; (f) tensão Vdc na turbina; (h) tensão de seq. Positiva na barra B575; (g) corrente de seq. Positiva na barra B575.





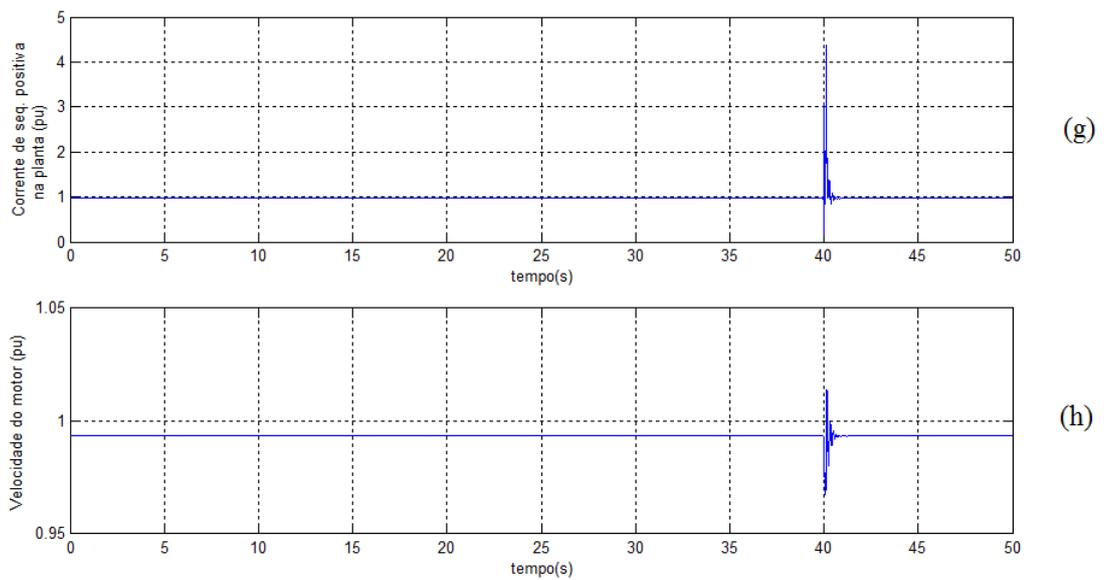


Figura 6.23 – Comportamento da rede para uma falta fase-fase de 0.1 segundos na rede de 25 kV. Gráfico:(a) tensão V_{acb} na barra B120; (b) tensão V_{abc} na barra B25; (c) tensão V_{abc} na B575; (d) potência ativa na barra B25; (e) potência reativa na barra B25; (f) tensão de seq. Positiva na planta de 2 MW; (g) corrente de seq. Positiva na planta de 2 MW; (h) velocidade do motor da planta.

Pelos resultados das simulações pode-se notar que a potência ativa varia em função das mudanças na velocidade de vento que incide sobre a turbina eólica, enquanto que a potência reativa mantém-se igual à zero para não influenciar o fator de potencia da rede. Também foi possível observar a forma do comportamento do controle de ângulo de passo na tentativa de limitar a potência gerada pela turbina eólica.

Conclusão

Com a realização desse trabalho de conclusão de curso foi possível explorar alguns aspectos básicos envolvidos na modelagem de aerogerados. Foram abordados diversos assuntos relacionados às estruturas de funcionamento do aerogeradores, os principais componentes de uma turbina eólica, os diversos tipos de geradores escolhidos pelos grandes fabricantes de turbinas eólicas, os dispositivos aerodinâmicos de controle de potência, um modelo aerodinâmico simplificado para as pás do rotor. Foi descrito um modelo matemático para um gerador de indução duplamente alimentado e por fim, foram realizadas simulações computacionais do comportamento de uma turbina eólica do tipo DFIG para alguns tipos de variáveis que possam atingir uma rede elétrica interligada a um parque eólico.

Nos dois primeiros capítulos viu-se um resumo do panorama da energia eólica, e os prós e os contras relacionados à utilização deste tipo de energia. Observou-se que o mercado de energia eólica ainda se encontra em ampla expansão em razão de diversos motivos, dentre eles os principais são: tendência mundial pela procura de fontes renováveis de energia elétrica; a possibilidade de diversificar e complementar a matriz energética; por ser uma fonte ilimitada e não poluente; por seus custos de implementação e geração estarem diminuindo drasticamente nos últimos anos; em razão de sua confiabilidade ter recebido grandes melhoras; e o tempo relativamente curto para a construção de um parque eólico.

No capítulo 3 foram abordados os assuntos relacionados aos tipos de aerogeradores, suas estruturas básicas, os modos de operação, as vantagens de se operar em velocidade fixa ou em velocidade variável e os três tipos de geradores mais utilizados pelos fabricantes: EESG, PMSG e o DFIG.

Devido às características do gerador DFIG, como baixo custo de conversão de potência do circuito rotórico e o funcionamento em velocidade variável, o que diminui os esforços mecânicos e otimiza a potência gerada pela turbina, muitos fabricantes tem utilizado o gerador tipo DFIG.

No capítulo 4 é feita uma análise matemática da conversão da energia cinética dos ventos em energia mecânica no gerador. Foi visto que de acordo com o Limite de Betz a máxima potência possível de ser extraído de uma massa de ar em movimento, o vento, é de 59,3%. Também nesse capítulo foram abordados os métodos de controle aerodinâmicos para limitação de potência, sendo eles passivo ou ativo.

No capítulo 5 é demonstrado o modelo matemático que descreve o comportamento dinâmico de um gerador de indução duplamente alimentado DFIG. Sendo esse modelo representado em eixo síncrono $qd0$ referenciado ao estator. Para a determinação deste modelo, foram utilizados métodos de transformações ortogonais como a transformada de Clark e Park, a partir de um modelo de eixo estacionário abc .

Estabelecido o modelo dinâmico do DFIG, passamos a conhecer o circuito equivalente que compõe o gerador de indução duplamente alimentado. Facilitando dessa forma a identificar o que cada parâmetro do gerador eólico representa na simulação realizada no capítulo 6.

Por fim no capítulo 6, através da ferramenta computacional SimPowerSystem foram simuladas algumas características de funcionamento das turbinas DFIG ligado a um sistema elétrico e verificado seu comportamento quanto às variações na velocidade do vento e a alguns distúrbios elétricos que possam ocorrer na rede. Pelos resultados das simulações foi observado que a potência ativa varia em função das mudanças na velocidade de vento que incide sobre a turbina eólica e a forma como o controle de potência por ângulo de passo atua com a finalidade de limitar a potência gerada pela turbina eólica.

Referência bibliográfica

- [1] Amarante, O. A; Brower, M; Zack, J; Sá, A. L: **Atlas do Potencial Eólico Brasileiro**, Brasília 2001. [Online] 2011.
- [2] **ABEÉolica**. [online]2011: <http://www.abeeolica.org.br>
- [3] **PROINFA** (online 2011)
<http://www.eletronbras.com/elb/Proinfa/data/Pages/LUMISABB61D26PTBRIE.htm>
- [4] GWEC; ABEÉolica; reeep. **Analysis of the regulatory framework for wind power generation in Brasil**. [Online] 2011: <http://www.gwec.net/index.php?id=8>
- [5] **EPE** – Empresa de Pesquisa Energética (Online 2011)
http://www.epe.gov.br/PDEE/20120302_1.pdf
- [6] Amarante, O. A; Brower, M; Zack, J; Sá, A. L: **Atlas do Potencial Eólico Brasileiro**, Brasília 2001. [Online] 2011.
<http://www.cresesb.cepel.br/publicacoes/index.php?task=livro&cid=>
- [7] GWEC. **Global Wind Report, annual market update – 2nd edition 2011**. (Online 2011):
<http://www.gwec.net/index.php?id=8>
- [8] **HIS inc**. 2011 – Information Handling Services. [online] 2011 <http://www.ihs.com/> e
http://en.wikipedia.org/wiki/List_of_wind_turbine_manufacturers
- [9] **GWEC**. Global Wind Report 2010.(Online 2011)
http://www.gwec.net/fileadmin/images/Publications/GWEC_annual_market_update_2010_-_2nd_edition_April_2011.pdf
- [10] Wikipedia 2011. **Wikipedia the free encyclopedia**. [online] 2011. <http://en.wikipedia.org>
- [11] MEIO AMBIENTE ETEC OSASCO II, 2012 [online] 2012
<http://meioambienteosasco2.blogspot.com.br/2011/08/energias-renovaveis.html>
- [12] Dutra, R. **Energia Eólica – Princípios e Tecnologia** [2008]. CRESESB/Cepel.
[Online]2011:
http://www.cresesb.cepel.br/index.php?link=/tutorial/tutorial_eolica.htm
- [13] **Cresesb** consultado em setembro de 2011 <<http://www.cresesb.cepel.br>>
- [14] Salles, M.B.deC. **Modelagem e Análise de Geradores Eólicos de Velocidade Variável Conectados em Sistemas de Energia Elétrica**. Tese (doutorado) – Escola Politécnica de São Paulo, 2009.

- [15] Hilbig, T. C. **Aplicação de Aerogeradores do Tipo Indução Duplamente Alimentados no Controle da Frequência de Sistemas Elétricos**. Dissertação (mestrado) 2006. Universidade Católica do Rio Grande do Sul.
- [16] Marques, J. **Turbinas Eólicas: Modelo, Análise e Controle do Gerador de Indução com Dupla Alimentação**. Dissertação (mestrado) 2004. Universidade Federal de Santa Maria.
- [17] Ferreira, J. **Controle de Geradores de Indução Duplamente Alimentados em Turbinas Eólicas**. Dissertação (mestrado) 2009. Faculdade de Ciência e Tecnologia da Universidade Nova de Lisboa.
- [18] **wikipedia** [online 2012] http://en.wikipedia.org/wiki/Stall_%28flight%29 e <http://www.indoorflyingmodel.com/AirplaneStall.html>
- [19] Palma, João C. P. **Accionamentos Electromecânicos de Velocidade Variável**. Lisboa: Fundação Calouste Gulbenkian, 1999.
- [20] Sucena Paiva, J. P. **Redes de Energia Eléctrica – Uma análise sistémica**. Lisboa : IST Press, 2005.
- [21] Fitzgerald , A. E. **Máquinas Elétricas** 6ª Edição, Bookman 2006.

Apêndice A

A.1 - Componentes simétricas

Introduzido por Fortescue em 1915, o método das componentes simétricas é utilizado para estudos de sistemas de potência polifásicos desequilibrados, facilitando na resolução analítica de alguns circuitos elétricos não equilibrados, como determinados tipos de problemas de transformadores polifásicos e de máquinas polifásicas ou no estudo de desempenho de sistemas de potência.

O teorema de Fortescue consiste na decomposição de um sistema polifásico de “n” fasores desequilibrados em “n” sistemas de “n” fasores equilibrados. Dessa forma os elementos de tensão ou corrente das fases eram decompostos em parcelas iguais, mas de ângulos de fase diferentes.

Pelo teorema, um sistema trifásico desequilibrado é decomposto em três sistemas trifásicos de três fasores balanceados denominados de componentes simétricas de seqüência positiva, negativa e zero. Na Figura A.1 tem-se um exemplo de representação gráfica das componentes simétricas.

O sistema de seqüência positiva é composto por três fasores balanceados de mesmo módulo e defasados de 120° e por possuir a seqüência de fase igual à do sistema original (fases abc), ou seja, com o mesmo sentido de rotação é também chamado de seqüência direta. Representam, basicamente, as condições trifásicas equilibradas.

Já o sistema de seqüência negativa, semelhante ao da positiva, também possui três fasores balanceados e de mesmo módulo com defasagens de 120° . Entretanto, o sentido de giro é inverso ao sistema original, sendo então também chamado de seqüência inversa (seqüência de fases cba). As grandezas medidas pela seqüência negativa estão diretamente ligadas ao desbalanço existente no sistema de potência.

O terceiro sistema, de seqüência zero, possui três fasores de mesmo módulo e em fase. Suas grandezas estão relacionadas às condições de desbalanço envolvendo o terra.

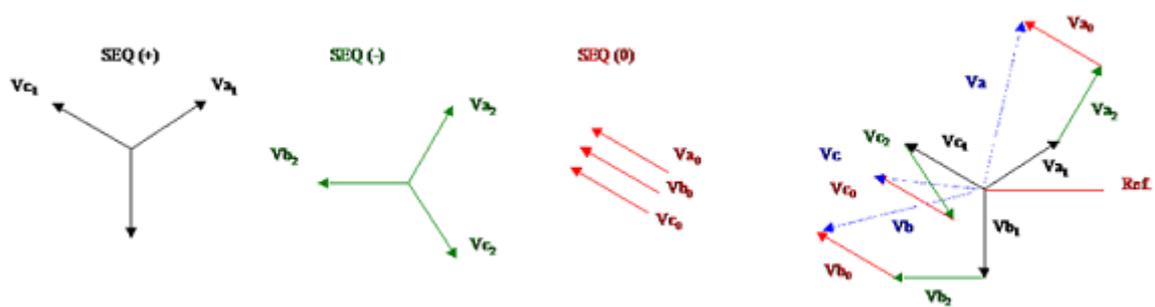


Figura A.1 – Representação gráfica das componentes simétricas

$$V_a = V_{a1} + V_{a2} + V_{a0}$$

$$V_b = V_{b1} + V_{b2} + V_{b0} \quad (i)$$

$$V_c = V_{c1} + V_{c2} + V_{c0}$$

Trabalhando com os elementos da tensão, tem-se V_a , V_b e V_c para as três fases do sistema trifásico assimétrico, e que são decompostos nas seqüência zero (0), positiva (1) e negativa (2).

$$V_a = V_{a0} + V_{a1} + V_{a2}$$

$$V_b = V_{b0} + V_{b1} + V_{b2}$$

$$V_c = V_{c0} + V_{c1} + V_{c2}$$

Observa-se que nas seqüências negativas e positivas existe uma defasagem de 120° entre as fases, portanto é possível relacioná-las como:

$$V_{b1} = V_{a1}e^{-j\frac{2\pi}{3}} \text{ e } V_{c1} = V_{a1}e^{j\frac{2\pi}{3}}, \text{ para seqüência positivas.}$$

$$V_{b2} = V_{a2}e^{j\frac{2\pi}{3}} \text{ e } V_{c2} = V_{a2}e^{-j\frac{2\pi}{3}}, \text{ para seqüência negativas.}$$

Para facilitar, introduzimos o operador $\alpha = e^{j\frac{2\pi}{3}}$ que é um vetor unitário de 120° adiantado em relação ao eixo de referência, no caso o eixo referencial é a fase a. Portanto, para α^2 teremos um vetor unitário de 240° adiantado em relação ao eixo de referência. Substituindo α no sistema de equações (i), tem-se:

$$V_a = V_0 + V_1 + V_2$$

$$V_b = V_0 + \alpha^2 V_1 + \alpha V_2$$

$$V_c = V_0 + \alpha V_1 + \alpha^2 V_2$$

Sendo as componentes simétricas $V_0 = V_{a0}$, $V_1 = V_{a1}$ e $V_2 = V_{a2}$ referenciados a fase a.

A partir desse sistema, tais fasores podem ser representados na seguinte forma matricial:

$$\begin{bmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & \alpha^2 & \alpha \\ 1 & \alpha & \alpha^2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_{a0} \\ V_{a1} \\ V_{a2} \end{bmatrix}$$

Para achar as componentes simétricas V_{a0} , V_{a1} e V_{a2} é necessário apenas aplicar a matriz inversa descrita logo abaixo:

$$\begin{bmatrix} V_{a0} \\ V_{a1} \\ V_{a2} \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & \alpha & \alpha^2 \\ 1 & \alpha^2 & \alpha \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \end{bmatrix}$$

Apêndice B

B.1 - Transformada de Clarke

A Transformada de Clarke é um método algébrico que consiste em converter um sistema fasorial de corrente e tensão trifásico, suposto estacionário, em um sistema de referência ortogonal estacionário $\alpha\beta$, no qual α e β , respectivamente, são os eixos direto e em quadratura.

Definimos os três fasores do sistema trifásico na Figura B.1 pelas equações:

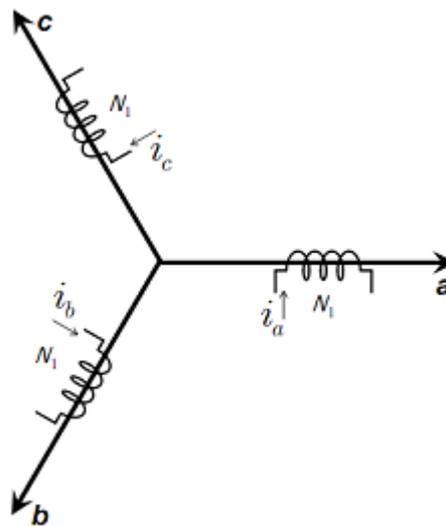


Figura B.1 - Fasores do sistema trifásico

$$V_a(t) = \sqrt{2}V \cos(\omega t)$$

$$V_b(t) = \sqrt{2}V \cos\left(\omega t - \frac{2\pi}{3}\right)$$

$$V_c(t) = \sqrt{2}V \cos\left(\omega t - \frac{4\pi}{3}\right)$$

Por meio das projeções da f.m.m. de cada fase nos eixos ortogonais α e β é definido o vetor espacial da corrente. Na Figura B.2 tem-se a representação dos sistemas de coordenadas abc e α e β , como referência é utilizado o eixo α coincidente com o eixo da fase a .

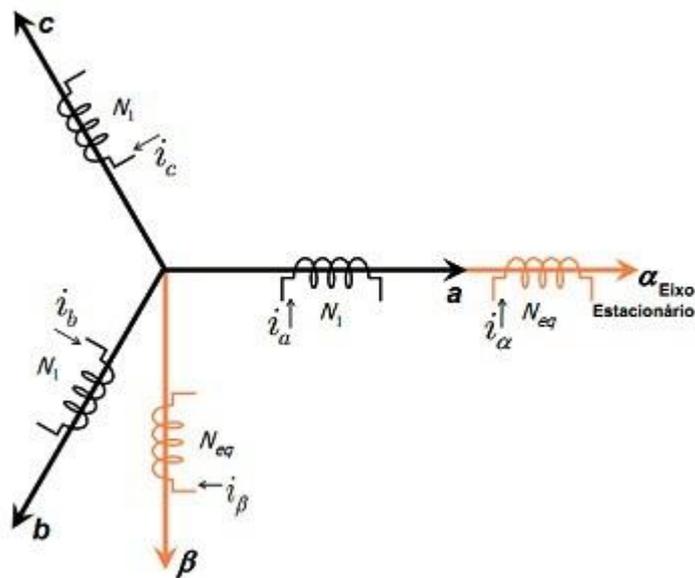


Figura B.2 - Representação dos sistemas de coordenadas abc e α e β , admitindo-se o eixo α coincidente com o eixo da fase a.

$$\frac{N_{eq}}{2} i_{\alpha} = \frac{N_1}{2} \left[i_a(t) + i_b(t) \cos\left(\frac{2\pi}{3}\right) + i_c(t) \cos\left(\frac{4\pi}{3}\right) \right]$$

$$\frac{N_{eq}}{2} i_{\beta} = \frac{N_1}{2} \left[i_b(t) \sin\left(\frac{2\pi}{3}\right) + i_c(t) \sin\left(\frac{4\pi}{3}\right) \right]$$

Sendo,

N_1 = número de espiras nas fases a, b e c

N_{eq} = número de espiras equivalente

i_a, i_b, i_c = correntes na fase a, b e c, respectivamente.

i_{α}, i_{β} = correntes em α e β , respectivamente.

Aplicando algumas simplificações:

$$i_{\alpha} = k \left[i_a(t) + i_b(t) \cos\left(\frac{2\pi}{3}\right) + i_c(t) \cos\left(\frac{4\pi}{3}\right) \right]$$

$$i_{\beta} = k \left[i_b(t) \sin\left(\frac{2\pi}{3}\right) + i_c(t) \sin\left(\frac{4\pi}{3}\right) \right]$$

Sendo $k = \frac{N_1}{N_{eq}}$ e como no caso é considerado a invariância da potência, tem-se

$$k = \sqrt{\frac{2}{3}}.$$

$$\begin{bmatrix} i_\alpha \\ i_\beta \end{bmatrix} = \sqrt{\frac{2}{3}} \begin{bmatrix} 1 & -\frac{1}{2} & -\frac{1}{2} \\ 0 & \frac{\sqrt{3}}{2} & -\frac{\sqrt{3}}{2} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_a \\ i_b \\ i_c \end{bmatrix}$$

A forma matricial acima não apresenta a componente homopolar (seqüência zero) por representar apenas um sistema de três fios. Para um sistema de quatro fios (três fases e um neutro) com correntes desequilibradas ou tensões desbalanceadas, a representação matricial é dada por:

$$\begin{bmatrix} i_0 \\ i_\alpha \\ i_\beta \end{bmatrix} = \sqrt{\frac{2}{3}} \begin{bmatrix} \frac{1}{\sqrt{2}} & \frac{1}{\sqrt{2}} & \frac{1}{\sqrt{2}} \\ 1 & -\frac{1}{2} & -\frac{1}{2} \\ 0 & \frac{\sqrt{3}}{2} & -\frac{\sqrt{3}}{2} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_a \\ i_b \\ i_c \end{bmatrix}$$

i_0 = corrente da componente de seqüência zero

Dessa forma a equação geral para a Transformada de Clarke é definida por:

$$\begin{bmatrix} x_0 \\ x_\alpha \\ x_\beta \end{bmatrix} = \sqrt{\frac{2}{3}} \begin{bmatrix} \frac{1}{\sqrt{2}} & \frac{1}{\sqrt{2}} & \frac{1}{\sqrt{2}} \\ 1 & -\frac{1}{2} & -\frac{1}{2} \\ 0 & \frac{\sqrt{3}}{2} & -\frac{\sqrt{3}}{2} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} x_a \\ x_b \\ x_c \end{bmatrix}$$

E a Transformada Inversa de Clarke:

$$\begin{bmatrix} x_a \\ x_b \\ x_c \end{bmatrix} = \sqrt{\frac{2}{3}} \begin{bmatrix} \frac{1}{\sqrt{2}} & 1 & 0 \\ \frac{1}{\sqrt{2}} & -\frac{1}{2} & \frac{\sqrt{3}}{2} \\ \frac{1}{\sqrt{2}} & -\frac{1}{2} & -\frac{\sqrt{3}}{2} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} x_0 \\ x_\alpha \\ x_\beta \end{bmatrix}$$

B.2 - Transformada de Park

A transformada de Park consiste na conversão do sistema $\alpha\beta$ em um sistema de dois vetores ortogonais (dq) e que giram em sincronismo com a frequências da rede.

Na Figura B.3 é demonstrada a representação dos sistemas de coordenadas abc, α e β , e dq. Para manter o mesmo ponto de referência ao utilizado na transformada de Clark, é considerado o eixo α coincidente com o eixo da fase a.

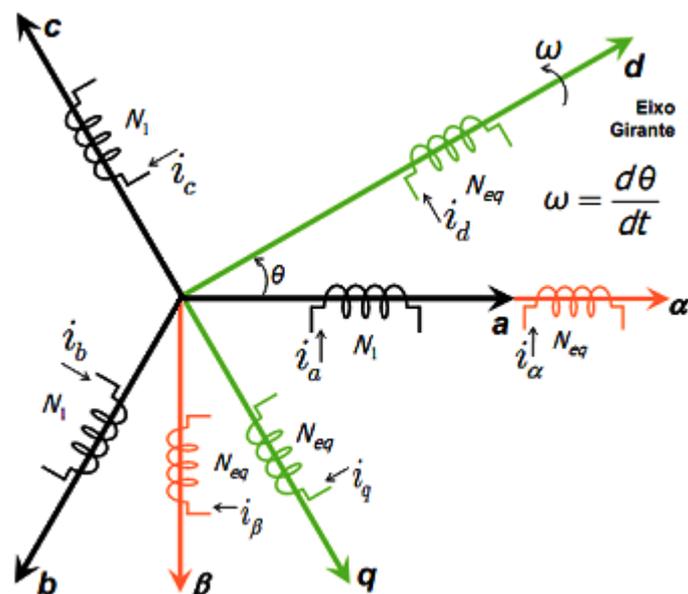


Figura B.3 - Representação dos sistemas de coordenadas abc, α e β , e dq. Novamente é considerado o eixo α coincidente com o eixo da fase a.

É possível relacionar o sistema de coordenadas dq a partir do sistema referencial $\alpha\beta$.

Portanto a matriz Transformada de Park é representada por:

$$\begin{bmatrix} x_d \\ x_q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \cos \theta & \text{sen } \theta \\ -\text{sen } \theta & \cos \theta \end{bmatrix} \begin{bmatrix} x_\alpha \\ x_\beta \end{bmatrix}$$

E a matriz Transformada Inversa de Park por:

$$\begin{bmatrix} x_\alpha \\ x_\beta \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \cos \theta & -\text{sen } \theta \\ \text{sen } \theta & \cos \theta \end{bmatrix} \begin{bmatrix} x_d \\ x_q \end{bmatrix}$$

A partir do diagrama fasorial (Figura B.3) da transformação das coordenadas abc para $\alpha\beta 0$, pode-se estabelecer o seguinte sistema:

$$x_\alpha = x_a \cos \theta + x_b \cos \left(\theta - \frac{2\pi}{3} \right) + x_c \cos \left(\theta + \frac{2\pi}{3} \right)$$