

Avaliação da Operação de Geradores Eólicos em Regime Estacionário Considerando a Conexão Direta à Rede Elétrica

Ana Paula Cardoso Ferraz

PROJETO SUBMETIDO AO CORPO DOCENTE DO DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA DA ESCOLA POLITÉCNICA DA UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO, COMO PARTE DOS REQUISITOS NECESSÁRIOS PARA A OBTENÇÃO DO GRAU DE ENGENHEIRO ELETRICISTA.

Aprovado por:

Prof.^a Carmen Lucia Tancredo Borges, D. Sc.
(Orientadora)

Prof. Antonio Carlos Siqueira de Lima, D. Sc.

Prof. Glauco Nery Taranto, Ph.D.

RIO DE JANEIRO, RJ - BRASIL

MARÇO DE 2010

Resumo

Esse trabalho tem como objetivo estudar o comportamento em regime estacionário do sistema elétrico considerando geradores eólicos conectados a rede e submetidos à variação da velocidade do vento. Neste trabalho foram utilizados dois modelos diferentes para representar o gerador eólico.

Os geradores eólicos são equipamentos responsáveis pela conversão da energia cinética dos ventos em energia elétrica. A potência gerada pelos aerogeradores se altera com a intensidade dos ventos que incidem nas suas turbinas. Ao longo do tempo (dia, noite, estações do ano), a intensidade dos ventos varia aleatoriamente e conseqüentemente a potência fornecida à rede pelo gerador. Essas variações podem sobrecarregar o sistema, torná-lo instável ou provocar danos nos equipamentos. Por isso, estudos sobre a integração dessas fontes de energias ao sistema de transmissão é fundamental para a confiabilidade da rede.

Fluxo de potência é um estudo que fornece a solução de uma rede elétrica, em regime estacionário, para uma dada condição de operação. Utilizando as séries temporais de velocidade do vento dos sítios onde estão ou serão conectados os geradores eólicos, é possível encontrar a potência gerada para cada intensidade de vento e solucionar o fluxo de potência para cada uma delas. A análise de muitos cenários de vento nos fornece informações sobre como o sistema se comporta devido à operação da geração eólica, do ponto de vista de capacidade de transmissão e atendimento à carga. Apesar de este enfoque desprezar o efeito das transições entre as diferentes velocidades do vento na dinâmica do sistema elétrico, ele pode fornecer uma primeira estimativa da influência da geração eólica na operação em regime estacionário do sistema, considerando a variação da velocidade do vento.

Para considerar as transições entre as diferentes velocidades do vento foram realizadas simulações dinâmicas. Nessas simulações foi observado o comportamento do aerogerador durante o aumento e redução da velocidade do vento.

Sumário

1	Introdução	2
1.1	Considerações Gerais	2
1.2	Objetivos.....	3
1.3	Estrutura do trabalho	3
2	A energia eólica.....	4
2.1	História da Energia Eólica.....	4
2.2	Mecanismos de Formação dos Ventos	6
2.3	Fatores que Influenciam o Regime dos Ventos.....	8
2.4	Impactos da Energia Eólica	9
2.5	Energia e Potência extraídas do vento.....	9
2.6	Cenário Brasileiro.....	10
2.7	Cenário Mundial	13
2.8	Aerogeradores – Principais componentes.....	14
2.9	Formas de Conexão	15
2.10	Características Elétricas do Aerogerador	18
2.11	Evolução dos Aerogeradores	19
2.12	Centrais eólicas.....	20
3	Modelos Testados para Representação da Operação do Aerogerador	21
3.1	Regime Estacionário: ANAREDE – Análise de Redes Elétricas.....	21
3.1.1	Modelo utilizado no programa ANAREDE:	22
3.2	Dinâmica Simplificada: PSLab – Sistema Integrado para Simulação e Análise de Redes Elétricas.....	26
3.2.1	Modelo utilizado no programa PSLab.....	27
3.3	Dinâmica Rápida: ANATEM -Análise de transitórios eletromecânicos.....	29
3.3.1	Modelo utilizado no programa ANATEM	31

4	Dados das Simulações.....	32
4.1	Sistema de 9 barras utilizado	32
4.2	Série de Ventos utilizada	34
4.3	Simulações Realizadas	37
4.4	Simulação no ANAREDE	38
4.5	Simulação no PSLab.....	41
4.6	Simulação no ANATEM	42
5	Resultados	45
5.1	Resultados das Simulações no ANAREDE.....	45
5.2	Resultados das Simulações no PSLab	55
5.3	Resultados das Simulações no ANATEM.....	64
6	Conclusões	72
6.1	Recomendações para Trabalhos Futuros	73
7	Referências Bibliográficas	74
8	Anexo A	76

Índice de Tabelas

Tabela 2.1 – Potencial eólico elétrico estimado do Brasil [6].....	12
Tabela 2.2 - Situação em 2009 dos empreendimentos Eólicos no Brasil [11].....	12
Tabela 2.3 – Energia Eólica – Capacidade instalada no mundo (MW) [11].....	13
Tabela 3.1 – Estudos realizados e programas utilizados	21
Tabela 3.2 – Curva de Potência do Gerador Eólico	24
Tabela 3.3 - Parâmetros do modelo de gerador simulado	28
Tabela 3.4 – Parâmetros do modelo de turbina utilizados.....	28
Tabela 4.1 – Dados de Barras.....	33
Tabela 4.2 – Dados das linhas	33
Tabela 4.3 – Médias mensais, maiores e menores velocidades dos ventos (m/s)	36
Tabela 4.4 – Tabela com a descrição da simulações	37
Tabela 5.1 – Valores iniciais e finais das tensões (pu) da rede e das potências do aerogerador (MW)	71

Índice de Figuras

Figura 2.1–Principais marcos do desenvolvimento da Energia Eólica do séc. XI a XX[5].....	4
Figura 2.2 –Principais marcos do desenvolvimento da Energia Eólica no século XX[5].....	5
Figura 2.3 – Formação dos ventos devido ao deslocamento das massas de ar [5].....	6
Figura 2.4 – Comportamento dos ventos sob a influência das características do terreno[5]	8
Figura 2.5 – Relação entre altura e velocidade do vento[8]	8
Figura 2.6 – Curva de rendimento de uma turbina eólica típica [10].....	10
Figura 2.7 – Potencial Eólico estimado para vento médio anual ≥ 7 m/s [6].....	11
Figura 2.8 – Principais componentes de um aerogerador [11]	14
Figura 2.9 – Principais tipos e formas de conexão de turbinas eólicas [2]	15
Figura 2.10 – Curvas de potência para turbinas eólicas com Controle de Passo e Estol [5]	18
Figura 2.11 – Evolução dos Aerogeradores desde 1985 até 2005 [5]	19
Figura 2.12 – Distância mínima de afastamento entre as turbinas [6]	20
Figura 3.1 – Modelo do Gerador Eólico no ANAREDE.....	22
Figura 3.2 – Sistema de 9 barras simulado no ANAREDE.....	23
Figura 3.3 – Curva de potência do gerador eólico do modelo.....	24
Figura 3.4 – Arquivo de dados do ANAREDE	25
Figura 3.5 – Sistema de 9 barras simulado no programa PSLab.....	27
Figura 3.6 – Detalhe da Subestação UG-EOL no PSLab- Conexão do Gerador eólico.....	27
Figura 3.7 – Modelo do gerador eólico simulado no PSLab	28
Figura 3.8 - Fluxogramas: A) Geral do programa B) Processo iterativo de solução [13]..	30
Figura 3.9 – Modelo do gerador de indução no ANATEM [13].....	31
Figura 4.1 – Diagrama de impedâncias do sistema de 9 barras escolhido [1].....	32
Figura 4.2 –Velocidade dos ventos no mês de Janeiro de 2007	34
Figura 4.3 - Velocidade dos ventos no mês de Junho de 2006.....	35
Figura 4.4 – Velocidade do vento Anual (maio 2006 até abril 2007)	35
Figura 4.5 – Exemplo de arquivo de entrada “entrada42.txt”	38
Figura 4.6 – Exemplo de um arquivo de comandos “sequência.dat”	39
Figura 4.7 – Exemplo de um Relatório de Linha (RLIN) no arquivo de saída	40
Figura 4.8 – Exemplo de arquivo de entrada “events.fex” com as velocidade dos ventos. .	41

Figura 4.9 – Dados do gerador incluídos no “.pwf” – ANAREDE.....	42
Figura 4.10 – Dados do gerador incluídos do “.stb” – ANATEM	43
Figura 4.11 – Dados da turbina incluídos no arquivo “TURBEOL1.CDU.....	43
Figura 4.12 – Eventos para alteração da velocidade do vento	44
Figura 5.1 – Potência gerada pelo aerogerador no mês de janeiro	45
Figura 5.2 –Tensões nas barras ao longo do tempo no mês de janeiro - Gerador.....	46
Figura 5.3 – Fluxo nas linhas 4-5 e 4-9 no mês de janeiro (1 gerador).....	46
Figura 5.4 – Potência gerada pelo aerogerador no mês de junho	47
Figura 5.5 – Tensões nas barras ao longo do tempo no mês de junho - Gerador.....	48
Figura 5.6 - Fluxo nas linhas 4-5 e 4-9 no mês de junho (1 gerador)	48
Figura 5.7 – Potência gerada pelo parque eólico no mês de janeiro	49
Figura 5.8 – Potência Gerada pelos Geradores Eólico e Síncrono em Janeiro	50
Figura 5.9 - Tensões nas barras ao longo do tempo no mês de janeiro – Parque.....	51
Figura 5.10 – Fluxos nas linhas 4-5 e 4-9 no mês de janeiro (Parque)	51
Figura 5.11 – Potência gerada pelo parque eólico no mês de junho	52
Figura 5.12 - Potência Gerada pelos Geradores Eólico e Síncrono em Junho	53
Figura 5.13 - Tensões nas barras ao longo do tempo no mês de junho – Parque.....	53
Figura 5.14 - Fluxos nas linhas 4-5 e 4-9 no mês de junho (Parque)	54
Figura 5.15 – Potências ativa e reativa no aerogerador no mês de janeiro.....	55
Figura 5.16 - Tensões nas barras ao longo do tempo no mês de janeiro – Gerador.....	56
Figura 5.17 – Fluxo nas linhas 4-5 e 4-9 no mês de janeiro (1 gerador).....	57
Figura 5.18 – Potências ativa e reativa no aerogerador no mês de junho	58
Figura 5.19 - Tensões nas barras ao longo do tempo no mês de junho – Gerador.....	59
Figura 5.20 – Fluxo nas linhas 4-5 e 4-9 no mês de junho (1 gerador).....	59
Figura 5.21 – Potências ativa e reativa no parque no mês de janeiro.....	60
Figura 5.22 – Tensões nas barras ao longo do tempo no mês de janeiro – Parque	61
Figura 5.23 – Fluxo nas linhas 4-5 e 4-9 no mês de janeiro (Parque).....	61
Figura 5.24 – Potências ativa e reativa no parque no mês de junho.....	62
Figura 5.25 - Tensões nas barras ao longo do tempo no mês de junho – Parque.....	63
Figura 5.26 - Fluxo nas linhas 4-5 e 4-9 no mês de junho (Parque).....	63
Figura 5.27 – Redução de 7.5 m/s na velocidade do vento	64
Figura 5.28 – Potência ativa (MW) e reativa (Mvar) no gerador eólico	64
Figura 5.29 – Tensões em todas as barras	65
Figura 5.30 – Potências geradas em todos os geradores e consumida pelas cargas (MW) ..	65

Figura 5.31 – Aumento de 7.5 m/s na velocidade do vento	66
Figura 5.32 – Potência ativa (MW) e reativa (Mvar) no gerador eólico	66
Figura 5.33 – Tensões em todas as barras (p.u.).....	67
Figura 5.34 – Potências geradas em todos os geradores e consumidas pelas cargas (MW)	67
Figura 5.35 – Potências ativa (MW)e reativa (Mvar) no parque eólico	68
Figura 5.36- Tensões em todas as barras (p.u.)	68
Figura 5.37 – Potências geradas em todos os geradores e consumidas pelas cargas (MW)	69
Figura 5.38 – Potências ativa (MW) e reativa (Mvar) no parque eólico	69
Figura 5.39 – Tensões em todas as barras (p.u.).....	70
Figura 5.40 – Potências geradas em todos os geradores e consumidas pelas cargas (MW)	70

1 Introdução

1.1 Considerações Gerais

Os combustíveis fósseis são as principais fontes de energia atualmente e geram impactos ambientais como a emissão de gases, que poluem a atmosfera e agravam o efeito estufa. A utilização de fontes de energia menos agressivas ao meio ambiente está em crescimento devido à preocupação mundial com as mudanças climáticas e os impactos ambientais causados pelos combustíveis fósseis. A energia eólica está entre as fontes de energia renováveis de maior crescimento.

Além das questões ambientais, o aprimoramento tecnológico é um dos fatores que aumentaram a procura por fontes alternativas e renováveis. Para o aproveitamento da energia eólica hoje já existem tecnologias bem avançadas e sofisticadas que a tornam uma das fontes de energia renováveis mais econômicas. O custo da produção desse tipo de energia reduziu mais de 50% na última década e continua decrescendo. O custo dos geradores eólicos ainda é elevado, mas os parques eólicos fornecem retorno financeiro em curto prazo.

O vento é uma fonte renovável e inesgotável de energia, porém é difícil a previsão da energia gerada, já que existe a dependência das condições atmosféricas que sofrem variações aleatórias e não se tem o controle sobre o vento incidente nas turbinas.

A energia eólica tem-se destacado das outras fontes alternativas de energia pelo reduzido impacto sobre o meio ambiente e sobre as comunidades vizinhas, pela sua base tecnológica industrial, pela experiência e pela confiabilidade adquiridas nos últimos 20 anos de operação de grandes sistemas no mundo, principalmente na Europa e Estados Unidos.

1.2 Objetivos

O objetivo deste trabalho é mostrar e comparar dois modelos de regime estacionário para um gerador eólico conectado diretamente à rede. Os modelos desenvolvidos são simplificados, mas permitem fazer uma avaliação da operação em regime estacionário.

A avaliação da operação em regime estacionário nos mostra como o sistema se comporta com a operação dos geradores eólicos, do ponto de vista de capacidade de transmissão e atendimento à carga. Este enfoque despreza o efeito das transições entre as diferentes velocidades do vento na dinâmica do sistema elétrico, porém ele pode fornecer uma primeira estimativa da influência da geração eólica na operação em regime estacionário do sistema, considerando a variação da velocidade do vento.

Para considerar as transições entre as diferentes velocidades do vento foram realizadas simulações dinâmicas para verificar o comportamento durante o aumento e redução brusca da velocidade do vento.

1.3 Estrutura do trabalho

O presente trabalho está dividido em 7 capítulos, organizados da seguinte forma:

O Capítulo 2 apresenta uma descrição dos principais aspectos relacionados com a utilização da energia eólica, tratando de aspectos históricos e ambientais, mecanismos de formação de ventos, princípio básico de funcionamento dos aerogeradores, principais componentes e configurações, além dos cenários mundial e brasileiro da utilização da energia eólica.

O Capítulo 3 apresenta os modelos matemáticos para representação do aerogerador e os programas computacionais utilizados para realizar as simulações. É apresentada a modelagem utilizando os programas ANAREDE, PSLab e ANATEM.

O sistema de 9 barras utilizado, as séries de ventos e a metodologia para realização das simulações são apresentados no Capítulo 4.

Os resultados obtidos utilizando os modelos desenvolvidos são apresentados no Capítulo 5. No Capítulo 6 são apresentadas as conclusões e considerações finais referentes ao trabalho. A bibliografia consultada se encontra no Capítulo 7.

2 A energia eólica

O vento ou atmosfera em movimento é uma associação entre a energia solar e a rotação da Terra. Todos os planetas envoltos por gases em nosso sistema solar possuem diferentes formas de circulação atmosféricas e apresentam ventos em suas superfícies. A circulação atmosférica é um mecanismo solar-planetário permanente. Esses fenômenos naturais sempre se repetem, logo o vento é considerado fonte renovável de energia.

2.1 História da Energia Eólica

A força dos ventos é utilizada pelo homem desde os tempos mais remotos. Por volta do ano 5000 a.C. os egípcios já faziam o uso da energia dos ventos para navegação. Moinhos simples já eram utilizados pelos Persas para bombeamento de água e moagem de grãos por volta de 200 a.C. Durante o século XI, os habitantes do Oriente Médio usavam os moinhos de vento para produção de alimentos e a idéia foi levada para a Europa pelos comerciantes e participantes das Cruzadas. [8]

Na Holanda, entre os séculos XVII a XIX, moinhos de vento eram utilizados em grande escala para drenagem de terras cobertas pelas águas. As aplicações dos moinhos de vento eram bem variadas como na produção de óleos vegetais, fabricação de papel (depois do surgimento da imprensa) e acionamento de serrarias para processamento de madeiras. Na segunda metade do século XIX, a utilização de cata-ventos de múltiplas pás destinados ao bombeamento de água possibilitaram a exploração do desabitado oeste do Estados Unidos. [5]



Figura 2.1–Principais marcos do desenvolvimento da Energia Eólica do séc. XI a XX[5]

A Revolução Industrial no final do século XIX foi um importante marco para a energia eólica. Com a introdução da máquina a vapor iniciou-se o declínio do uso da energia eólica.

No início do século XX, devido ao avanço da rede elétrica foram realizadas várias pesquisas para o aproveitamento da energia eólica em grandes blocos de energia. Os Estados Unidos estavam difundindo o uso de aerogeradores de pequeno porte nas fazendas e residências rurais isoladas e a Rússia investia na conexão de aerogeradores de médio e grande porte diretamente na rede.

Durante a Segunda Guerra Mundial (1939-1945), a necessidade de economizar combustíveis fósseis contribuiu para o desenvolvimento de aerogeradores de médio e grande porte. Porém com o fim da Guerra, os combustíveis fósseis voltaram a ser abundantes no mundo e os aerogeradores eram construídos apenas para fins de pesquisa.

Nos anos 70, o choque do petróleo e a preocupação ambiental fizeram com que a energia eólica fosse novamente considerada. Nas décadas de 80 e 90, foram os incentivos fiscais de países como Estados Unidos, Dinamarca e Alemanha que contribuíram para o desenvolvimento da produção em massa aerogeradores de maiores potências. No início dos anos 90 foram instaladas as primeiras usinas Offshore (fora da costa, no mar) utilizando aerogeradores de grande potência.

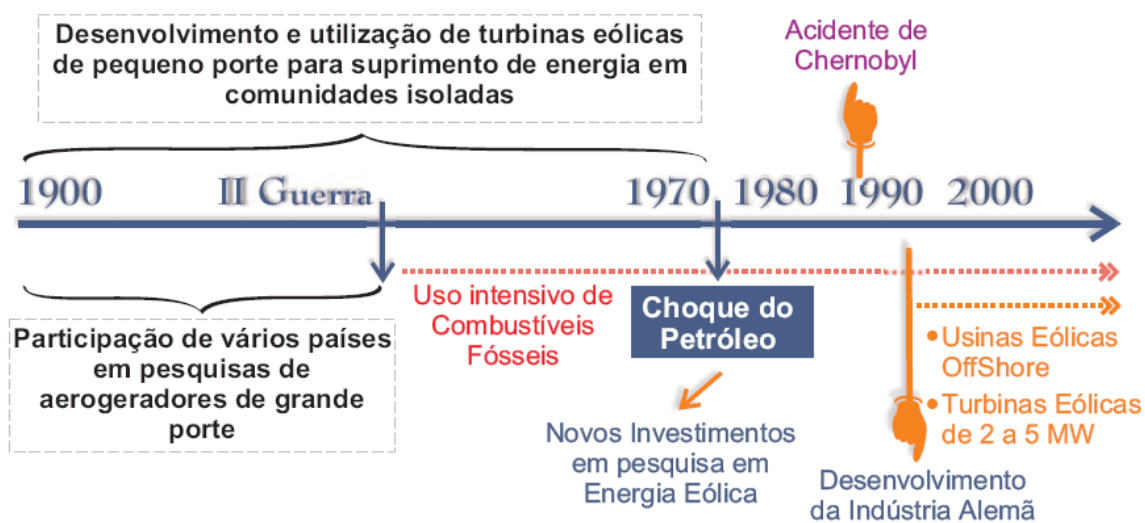


Figura 2.2 – Principais marcos do desenvolvimento da Energia Eólica no século XX[5]

2.2 Mecanismos de Formação dos Ventos

Os ventos são causados pelo aquecimento diferenciado da atmosfera e por isso podemos considerar que a energia eólica é uma forma de energia proveniente da radiação solar.

O movimento da Terra e a orientação dos raios solares são alguns dos fatores responsáveis por esta irregularidade no aquecimento da atmosfera. Por exemplo, as regiões tropicais são mais aquecidas do que as regiões polares devido ao grau de inclinação dos raios solares. O ar quente que se encontra nas baixas altitudes das regiões tropicais tende a subir, sendo substituído por uma massa de ar mais frio que se desloca das regiões polares.

A formação dos ventos é determinada pelo deslocamento das massas de ar e a Figura 2.3 apresenta esse mecanismo. [5]

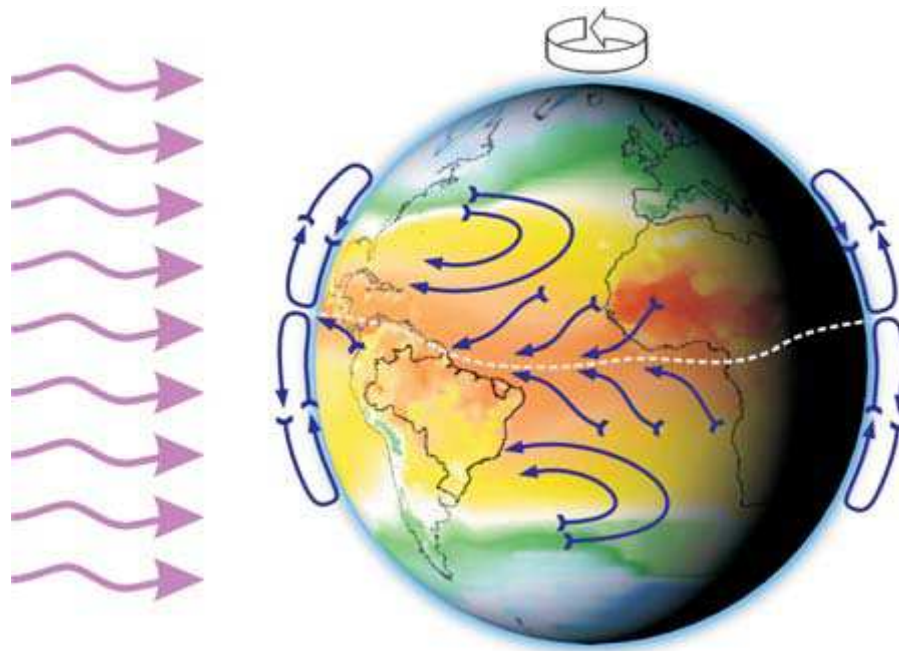


Figura 2.3 – Formação dos ventos devido ao deslocamento das massas de ar [5]

Os ventos que nunca param de circular são chamados de ventos planetários ou constantes, pois estão sendo continuamente produzidos pelo aquecimento das massas de ar no equador e resfriamento nos pólos. Esses ventos podem ser classificados como:

- Alísios: ventos que sopram dos trópicos para o Equador, em baixas altitudes.
- Contra-Alísios: ventos que sopram do Equador para os pólos, em altas altitudes.
- Ventos do Oeste: ventos que sopram dos trópicos para os pólos.
- Polares: ventos frios que sopram dos pólos para as zonas temperadas.

O eixo da Terra está inclinado de 23.5° em relação ao plano de sua órbita em torno do Sol, e essa inclinação ocasiona variações sazonais na distribuição de radiação recebida na superfície da Terra. Em consequência dessa inclinação ocorrem variações sazonais na intensidade e duração dos ventos e o resultado são os ventos continentais ou periódicos, como:

- Monções: ventos periódicos que mudam de direção a cada seis meses aproximadamente. Em geral, as monções sopram em determinada direção em uma estação do ano e em sentido contrário em outra estação.
- Brisas: ventos periódicos que sopram do mar para o continente durante o dia e do continente para o mar durante a noite. Elas são formadas devido às diferentes capacidades dessas superfícies de refletir, absorver e emitir o calor recebido do Sol.
-

Os ventos locais são provenientes de outros mecanismos de formação de ventos mais específicos, são localizados em determinadas regiões e possuem características individuais.

2.3 Fatores que Influenciam o Regime dos Ventos

A topologia do terreno influencia a velocidade dos ventos e para um mesmo local a velocidade também varia com a altura. O tipo do solo, tipo de vegetação, utilização da terra e construções caracterizam a rugosidade do terreno e também modificam a velocidade do vento. A presença de obstáculos nas vizinhanças e os relevos, como morros e colinas podem causar efeito de aceleração ou desaceleração no escoamento do ar.

A partir de mapas topográficos é possível obter as informações sobre as condições regionais. As figuras abaixo exemplificam alguns fatores que influenciam no comportamento dos ventos:[5]

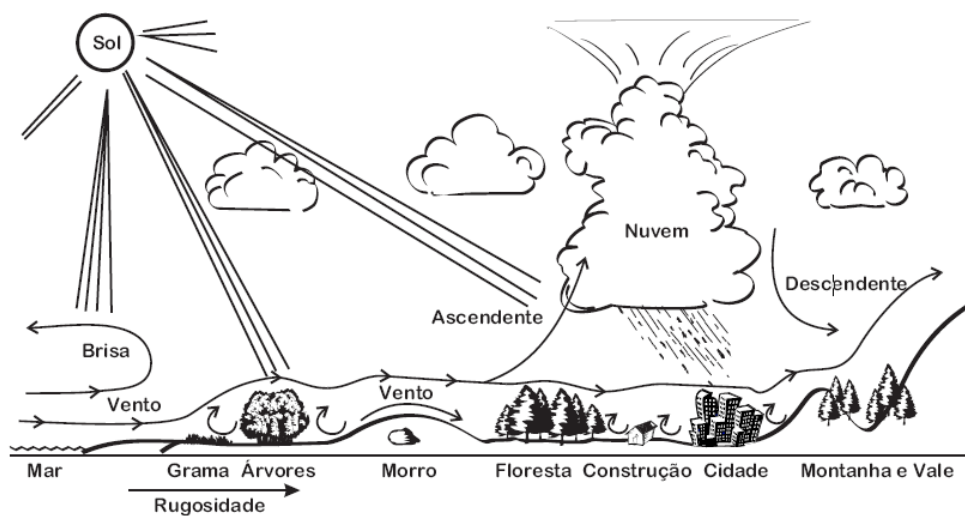


Figura 2.4 – Comportamento dos ventos sob a influência das características do terreno[5]

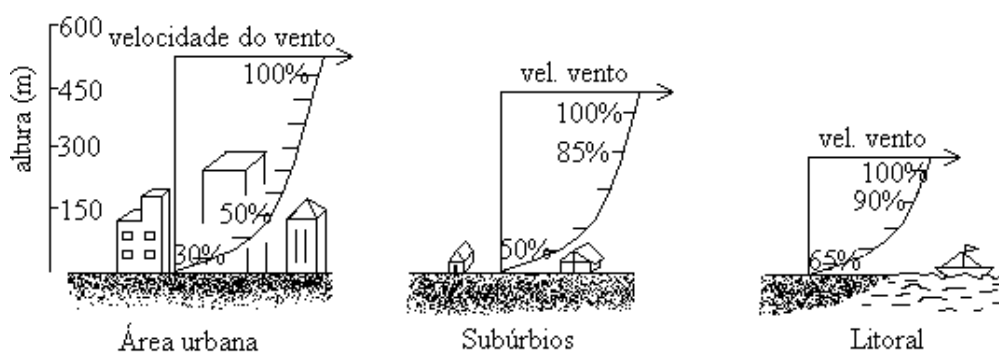


Figura 2.5 – Relação entre altura e velocidade do vento[8]

2.4 Impactos da Energia Eólica

A energia eólica possui diversas vantagens além de ser renovável e não emitir poluentes para a atmosfera. A energia eólica não consome combustível, pode complementar a rede tradicional e também permite que o terreno ocupado pelos parques seja utilizado para outros fins, como agricultura. Também pode contribuir para o desenvolvimento socioeconômico de comunidades isoladas permitindo o acesso à energia elétrica

Apesar de não queimarem combustíveis fósseis e não emitirem poluentes, a geração eólica produz alguns impactos ambientais. Os aerogeradores alteram paisagens com suas torres e hélices, podem ameaçar pássaros se forem instalados em rotas de migração e emitem ruídos de baixa frequência que podem causar incômodos para a vizinhança. Para reduzir a ameaça aos pássaros e emissão de ruídos de baixa frequência as turbinas eólicas trabalham com rotações bem baixas. Além disso, podem causar interferência na transmissão de televisão e rádio. Ocorre também uma alteração do microclima nas regiões onde são instalados os parques eólicos. .

Outro problema é que em regiões onde o vento não é constante, ou a intensidade é muito fraca, obtêm-se pouca energia e quando ocorrem ventos muito fortes, há desperdício de energia, já que as turbinas são desconectadas para não ocorrer danos nos equipamentos. [2]

2.5 Energia e Potência extraídas do vento

Uma turbina eólica capta uma parte da energia cinética dos ventos que passa através da área varrida pelo rotor e a transforma em energia elétrica. A potência elétrica é função do cubo da velocidade do vento v :

$$P_{mec} = \frac{1}{2} \rho A v^3 C_p$$

Onde C_p é o coeficiente de potência, ρ é a densidade do ar em kg/m^3 , A é a área varrida pelas pás do rotor. O coeficiente de potência depende das características aerodinâmicas da turbina e podemos verificar na Figura 2.6 que ele cresce até alcançar a velocidade nominal da turbina, a partir daí ele é reduzido com o aumento da velocidade. O coeficiente de potência varia em função da velocidade do vento. Esta limitação da geração é feita através dos controles de estol ou de passo que serão explicados posteriormente.

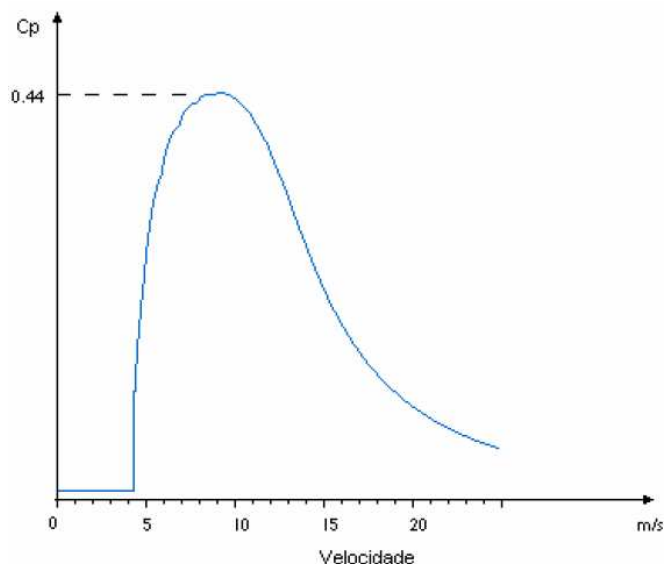


Figura 2.6 – Curva de rendimento de uma turbina eólica típica [10]

As turbinas eólicas são projetadas para gerar a máxima potência para uma certa velocidade de vento. A velocidade nominal de vento é ajustada de acordo com a média de ventos do local de instalação da turbina e com essa velocidade se alcança a potência máxima, ou potência nominal. Valores típicos de velocidade nominal de vento variam de 12 m/s a 15 m/s.

2.6 Cenário Brasileiro

Embora ainda haja divergências entre especialistas e instituições na estimativa do potencial eólico brasileiro, vários estudos indicam valores extremamente consideráveis. Até poucos anos, as estimativas eram da ordem de 20 GW. Hoje a maioria dos estudos indica valores maiores que 60 GW. Essas divergências decorrem principalmente da falta de informações (dados de superfície) e das diferentes metodologias empregadas. [11]

De qualquer forma, os diversos levantamentos e estudos realizados e em andamento (locais, regionais e nacionais) têm dado suporte e motivado a exploração comercial da energia eólica no País. Os primeiros estudos foram feitos na região Nordeste, principalmente no Ceará e em Pernambuco. Com o apoio da ANEEL e do Ministério de Ciência e Tecnologia, o Centro Brasileiro de Energia Eólica, da Universidade Federal de Pernambuco, publicou em 1998 a primeira versão do *Atlas Eólico da Região Nordeste*.

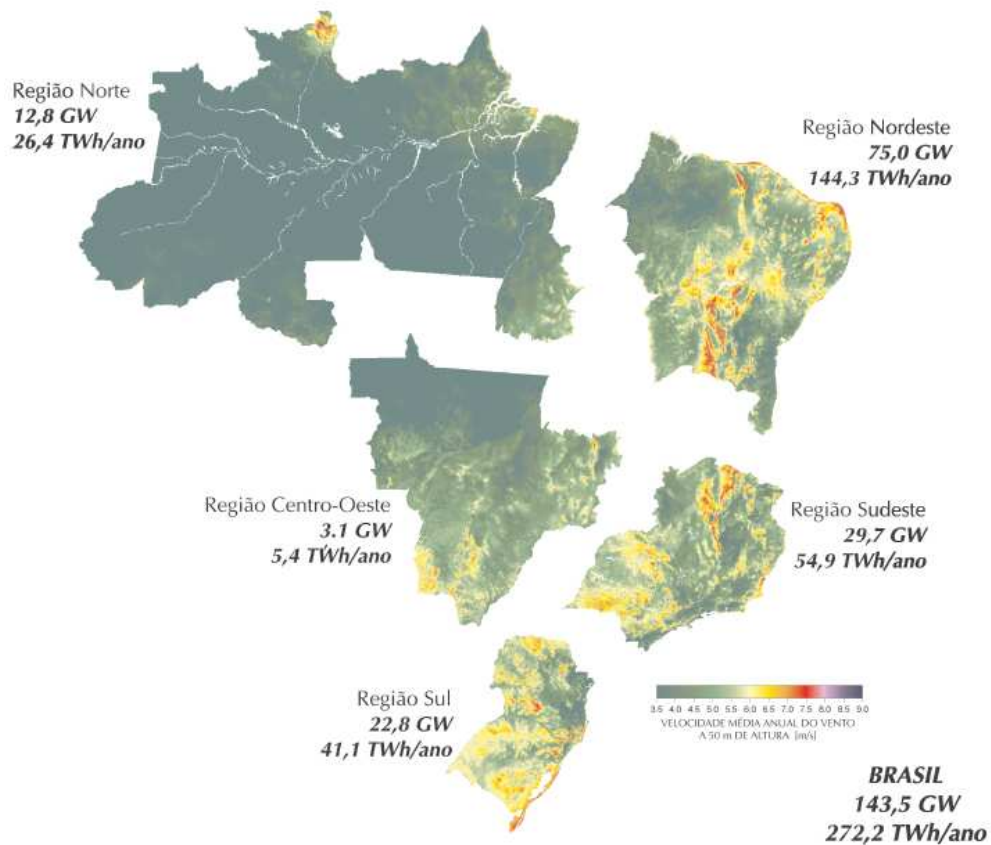


Figura 2.7 – Potencial Eólico estimado para vento médio anual ≥ 7 m/s [6]

Outro estudo importante, em âmbito nacional, foi publicado pelo Centro de Referência para Energia Solar e Eólica – CRESESB/CEPEL. Trata-se do *Atlas do Potencial Eólico Brasileiro*. Nesse estudo estimou-se um potencial eólico brasileiro da ordem de 143 GW. Existem também outros estudos específicos por unidades da Federação, desenvolvidos por iniciativas locais.

Como podemos ver na Figura 2.7, o Brasil possui um alto potencial eólico, principalmente na região Nordeste. As melhores localidades para instalação de parques eólicos estão ao longo do litoral e em terras mais altas no interior do país. A Tabela 2.1 mostra o potencial eólico elétrico estimado no Brasil, divididos por regiões..

Tabela 2.1 – Potencial eólico elétrico estimado do Brasil [6]







REGIÃO	INTEGRAÇÃO POR FAIXAS DE VELOCIDADES					INTEGRAÇÃO CUMULATIVA			
	VENTO [m/s]	ÁREA [km ²]	POTÊNCIA INSTALÁVEL [GW]	FATOR DE CAPACIDADE	ENERGIA ANUAL [TWh/ano]	VENTO [m/s]	ÁREA (CUMULATIVA) [km ²]	POTÊNCIA INSTALÁVEL [GW]	ENERGIA ANUAL [TWh/ano]
 NORTE	6 - 6,5	11460	22,92	0,13	25,58	>6	24206	48,41	70,49
	6,5 - 7	6326	12,65	0,17	18,46	>6,5	12746	25,49	44,91
	7 - 7,5	3300	6,60	0,20	11,33	> 7 m/s	6420	12,84	26,45
	7,5 - 8	1666	3,33	0,25	7,15	>7,5	3120	6,24	15,11
	8 - 8,5	903	1,81	0,30	4,65	>8	1454	2,91	7,96
	>8,5	551	1,10	0,35	3,31	>8,5	551	1,10	3,31
 NORDESTE	6 - 6,5	146589	293,18	0,13	327,19	>6	245105	490,21	649,50
	6,5 - 7	60990	121,98	0,17	178,02	>6,5	98516	197,03	322,31
	7 - 7,5	24383	48,77	0,20	83,73	> 7 m/s	37526	75,05	144,29
	7,5 - 8	9185	18,37	0,25	39,43	>7,5	13143	26,29	60,56
	8 - 8,5	3088	6,18	0,30	15,91	>8	3958	7,92	21,13
	>8,5	870	1,74	0,35	5,23	>8,5	870	1,74	5,23
 CENTRO-OESTE	6 - 6,5	41110	82,22	0,13	91,76	>6	50752	101,50	120,83
	6,5 - 7	8101	16,20	0,17	23,65	>6,5	9642	19,28	29,07
	7 - 7,5	1395	2,79	0,20	4,79	> 7 m/s	1541	3,08	5,42
	7,5 - 8	140	0,28	0,25	0,60	>7,5	146	0,29	0,63
	8 - 8,5	6	0,01	0,30	0,03	>8	6	0,01	0,03
	>8,5	0	0,00	0,35	0,00	>8,5	0	0,00	0,00
 SUDESTE	6 - 6,5	114688	229,38	0,13	255,99	>6	175859	351,72	446,07
	6,5 - 7	46302	92,60	0,17	135,15	>6,5	61171	122,34	190,08
	7 - 7,5	11545	23,09	0,20	39,64	> 7 m/s	14869	29,74	54,93
	7,5 - 8	2433	4,87	0,25	10,44	>7,5	3324	6,65	15,29
	8 - 8,5	594	1,19	0,30	3,06	>8	891	1,78	4,84
	>8,5	297	0,59	0,35	1,78	>8,5	297	0,59	1,78
 SUL	6 - 6,5	121798	243,60	0,13	271,86	>6	171469	342,94	424,74
	6,5 - 7	38292	76,58	0,17	111,77	>6,5	49671	99,34	152,88
	7 - 7,5	9436	18,87	0,20	32,40	> 7 m/s	11379	22,76	41,11
	7,5 - 8	1573	3,15	0,25	6,75	>7,5	1943	3,89	8,71
	8 - 8,5	313	0,63	0,30	1,61	>8	370	0,74	1,95
	>8,5	57	0,11	0,35	0,34	>8,5	57	0,11	0,34
 TOTAL BRASIL ESTIMADO	>6	667391	1334,78		1711,62	>6	667391	1334,78	1711,62
	>6,5	231746	463,49		739,24	>6,5	231746	463,49	739,24
	> 7 m/s	71735	143,47		272,20	> 7 m/s	71735	143,47	272,20
	>7,5	21676	43,35		100,30	>7,5	21676	43,35	100,30
	>8	6679	13,36		35,93	>8	6679	13,36	35,93
	>8,5	1775	3,55		10,67	>8,5	1775	3,55	10,67

Tabela 2.2 - Situação em 2009 dos empreendimentos Eólicos no Brasil [11]

Fonte de Energia	Situação	Potência Associada (kW)
43 empreendimentos de fonte Eólica	Outorgada	2 120 981
09 empreendimentos de fonte Eólica	Em construção	154 400
38 empreendimentos de fonte Eólica	Em operação	709 284

A Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel) realizou no dia 14/12/2009, na sede Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), em São Paulo (SP), o Leilão de Energia de Reserva para contratação de energia elétrica gerada por fonte eólica. Foram negociados 753 lotes de 1 megawatt (MW) ao preço médio de R\$ 148.39 MWh. Os 71 empreendimentos vencedores serão instalados em Sergipe, Ceará, Rio Grande do Norte, Bahia e Rio Grande do Sul. Foi a primeira vez que o Brasil promoveu uma licitação para negociação exclusiva de energia eólica. [11]

2.7 Cenário Mundial

Em 1990, a capacidade instalada no mundo era inferior a 2000 MW. Em 1994, ela subiu para 3734 MW, divididos entre Europa (45,1%), América (48,4%), Ásia (6,4%) e outros países (1,1%). Quatro anos mais tarde, chegou a 10 GW e no final de 2002 a capacidade total instalada no mundo ultrapassou 32 GW. O mercado tem crescido substancialmente nos últimos anos, principalmente na Alemanha, EUA, Dinamarca e Espanha, onde a potência adicionada anualmente supera 3 GW.

Esse crescimento de mercado fez com que a Associação Européia de Energia Eólica estabelecesse novas metas, indicando que, até 2020, a energia eólica poderá suprir 10% de toda a energia elétrica requerida no mundo. De fato, em alguns países e regiões, a energia eólica já representa uma parcela considerável da eletricidade produzida. Na Dinamarca, por exemplo, a energia eólica representa 18% de toda a eletricidade gerada e a meta é aumentar essa parcela para 50% até 2030. Na região de Schleswig-Holstein, na Alemanha, cerca de 25% do parque de energia elétrica instalado é de origem eólica. Na região de Navarra, na Espanha, essa parcela é de 23%. Em termos de capacidade instalada, estima-se que, até 2020, a Europa já terá 100 GW.

Tabela 2.3 – Energia Eólica – Capacidade instalada no mundo (MW) [11]

País/região	1997	1998	1999	2000	2001	2002
Alemanha	2080	2874	4445	6113	8734	12001
Estados Unidos	1590	1927	2492	2555	4245	4645
Dinamarca	1116	1450	1742	2297	2456	2889
Espanha	512	834	1530	2402	3550	4830
Brasil	3	7	20	20	20	22
Europa (exceto Alemanha Dinamarca e Espanha)	1058	1411	1590	2610	2760	3637
Ásia	1116	1194	1287	1574	1920	2184
Continente americano (exceto EUA e Brasil)	52	128	194	223	302	353
Austrália e Pacífico	33	63	116	221	410	524
África e Oriente Médio	24	26	39	141	147	149
Total	7584	9914	13455	18156	24544	31234

2.8 Aerogeradores – Principais componentes

Os aerogeradores são equipamentos que realizam conversão da energia cinética contida nos ventos em energia elétrica. A turbina eólica é composta pelo cubo do rotor e pelas pás e é responsável por transformar a energia cinética dos ventos em energia mecânica de rotação.

O gerador elétrico é responsável por transformar a energia mecânica de rotação em energia elétrica. A turbina opera, em geral, com baixas rotações e o motor com altas rotações, para compatibilizar essas rotações normalmente é utilizado um multiplicador mecânico de velocidade, ou caixa multiplicadora. O gerador pode estar ligado de diversas maneira à rede, que será mostrado no ítem 2.9 a seguir.

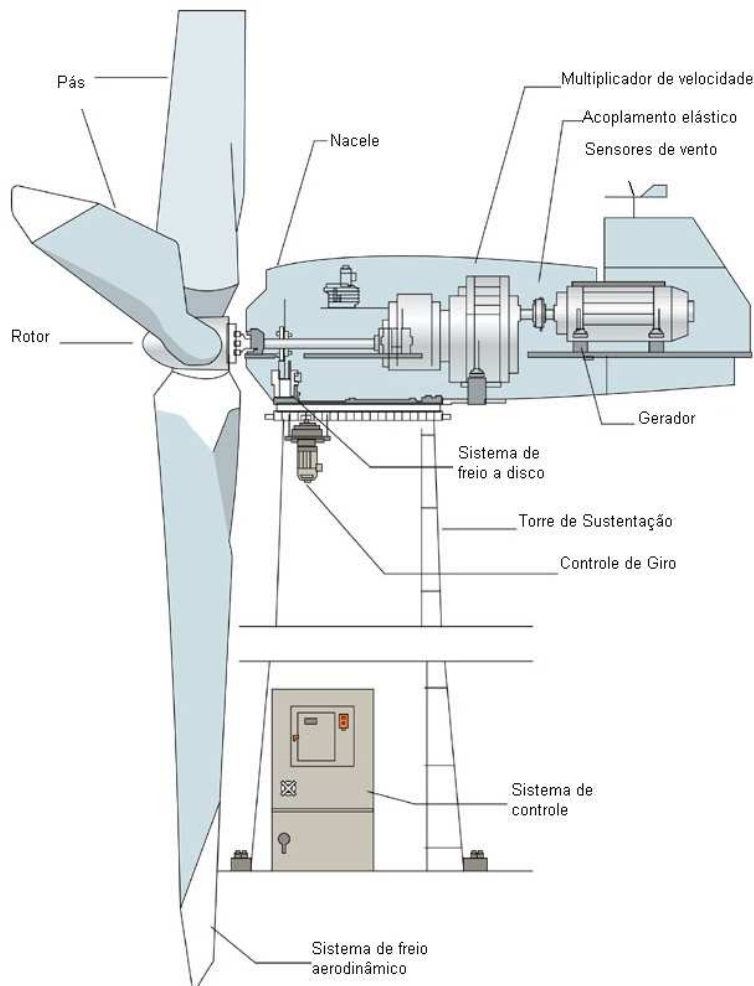


Figura 2.8 – Principais componentes de um aerogerador [11]

2.9 Formas de Conexão

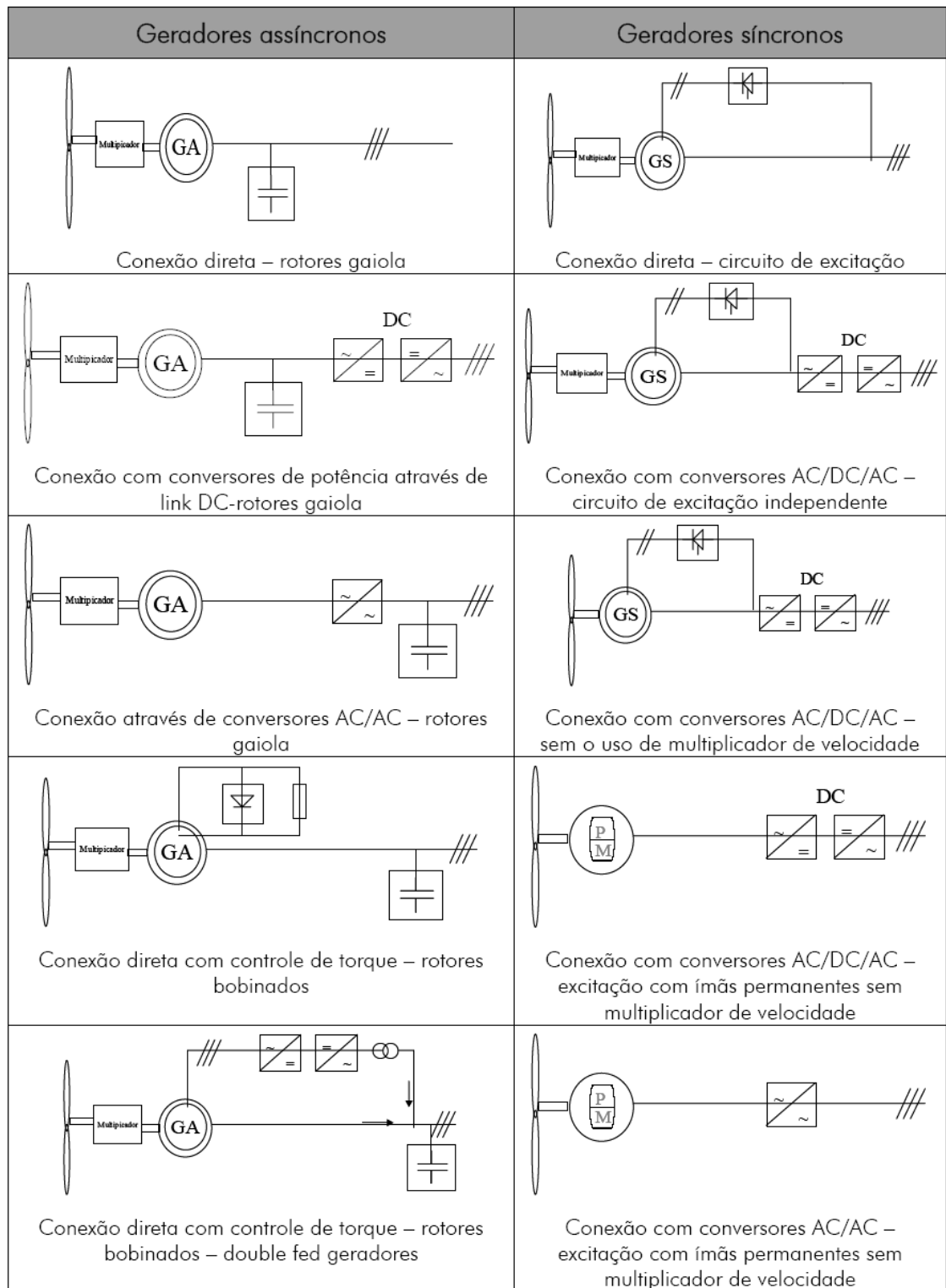


Figura 2.9 – Principais tipos e formas de conexão de turbinas eólicas [2]

a) Conexão direta de geradores assíncronos de rotor gaiola:

Neste tipo de conexão, o gerador está diretamente ligado à rede elétrica. O sistema é dito “rígido”, pois quase não existe flexibilidade no sistema mecânico devido às características de funcionamento do gerador elétrico. Este sistema é muito comum e o gerador demanda o uso de um sistema de compensação de energia reativa. Um dos pontos mais importantes nesta conexão é a robustez e a não emissão de componentes harmônicas de corrente.

b) Conexão de geradores assíncronos através de conversores eletrônicos de potência para rotores em gaiola:

Neste tipo de conexão, as dinâmicas da turbina eólica são “separadas” da rede elétrica através dos conversores de frequência. O conjunto gerador/rotor pode, então, acelerar e funcionar em velocidade variável. Em contrapartida, o uso de conversores pode inserir componente harmônica na corrente. Os conversores podem ser de dois tipos: com AC/DC/AC ou AC/AC. As máquinas que contam com conversores de frequência são as que podem injetar na rede uma potência reativa variável e programável.

c) Conexão de geradores assíncronos através de conversores eletrônicos de frequência para rotores bobinados:

Nesse caso, podem ser encontrados dois tipos básicos de configurações, uma em que o escorregamento (ou torque) é controlado através de eletrônica de potência no circuito do rotor e outra categoria é a conexão de um circuito de extração de potência pelo rotor (conhecido como “double fed generator”).

d) Conexão direta de geradores síncronos:

Neste tipo de conexão, o gerador está diretamente ligado à rede elétrica. O sistema é dito extremamente rígido, pois quase não existe flexibilidade no sistema mecânico devido às características de funcionamento do gerador elétrico. Este sistema é muito comum para pequenas potências (<1kW) instaladas em sistemas isolados.

e) Conexão através de conversores eletrônicos de frequência para máquinas com circuito de excitação.

Neste tipo de conexão, as dinâmicas da turbina eólica são “separadas” da rede elétrica, através dos conversores de frequência. Ainda é usado o sistema de multiplicador de velocidade e o conjunto gerador/rotor, podendo então, acelerar e funcionar em velocidade variável. Os conversores podem ser de dois tipos: com AC/DC/AC ou AC/AC.

f) Conexão através de conversores eletrônicos de potência para máquinas com excitação permanente (ímãs permanentes)

Neste caso, normalmente as máquinas não usam multiplicador de velocidade, nem existe um circuito de excitação para a máquina síncrona. São máquinas que contam com conversores de potência que podem injetar na rede uma potência reativa variável e programável. Estas máquinas ainda não estão comercialmente disponíveis para potências elevadas devido a problemas nas características do sistema de ímãs permanentes.

2.10 Características Elétricas do Aerogerador

Usualmente, a geração elétrica inicia-se com velocidades de vento da ordem de 2.0 m/s a 3.0 m/s; pois abaixo desses valores o conteúdo energético do vento não justifica aproveitamento. Velocidades superiores ao intervalo de 12.0 m/s a 15.0 m/s ativam o sistema automático de limitação de potência da máquina, que pode ser por controle de ângulo de passo das pás ou por estol aerodinâmico, dependendo do modelo de turbina. Em ventos muito fortes ($v > 25$ m/s no exemplo), atua o sistema automático de proteção. Ventos muito fortes têm ocorrência rara e negligenciável em termos de aproveitamento e a turbulência associada é indesejável para a estrutura da máquina; nesse caso, a rotação das pás é reduzida (passo ou estol) e o sistema elétrico do gerador é desconectado da rede elétrica.

A Figura 2.10 mostra duas formas típicas de curvas de potência de turbinas eólicas que utilizam diferentes tipos de controle de limitação de potência:

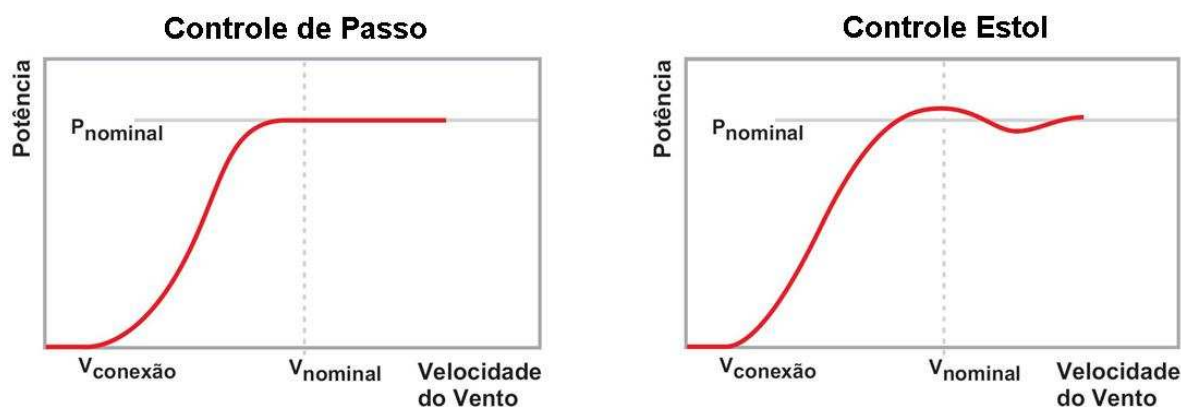


Figura 2.10 – Curvas de potência para turbinas eólicas com Controle de Passo e Estol [5]

Controle de passo (pitch)– O controle de passo é um sistema ativo que normalmente necessita de uma informação vinda do sistema de controle. Sempre que a potência nominal do gerador é ultrapassada, devido à um aumento da velocidade do vento, as pás do rotor giram em torno do seu eixo longitudinal; em outras palavras, as pás mudam o seu ângulo de passo para reduzir o ângulo de ataque. Esta redução do ângulo de ataque diminui as forças aerodinâmicas atuantes e, conseqüentemente, a extração de potência do vento. Para todas as velocidades de vento superiores à velocidade nominal, o ângulo é escolhido de forma que o aerogerador produza apenas a potência nominal. Aerogeradores com controle de passo são mais sofisticadas do que as de passo fixo, controladas por estol, porque necessitam de um sistema de variação de passo.

Conrole Estol (stall)- O controle estol é um sistema passivo que reage à velocidade do vento. As pás do rotor são fixas em seu ângulo de passo e não podem girar em torno de seu eixo longitudinal. O ângulo de passo é escolhido de forma que, para velocidades de vento superiores a velocidade nominal, o escoamento em torno do perfil da pá do rotor descola da superfície da pá, reduzindo as forças de sustentação e aumentando as forças de arrasto. Menores sustentações e maiores arrastos atuam contra um aumento da potência do rotor. Sob todas as condições de ventos superiores à velocidade nominal o fluxo em torno dos perfis das pás do rotor é, pelo menos, parcialmente descolado da superfície, produzindo, portanto sustentações menores e forças de arrasto muito mais elevadas.

2.11 Evolução dos Aerogeradores

Durante as últimas décadas, a produção de aerogeradores vem crescendo em potência e em número de equipamentos fabricados. As turbinas de maiores potências estão sendo utilizadas em usinas off-shore.

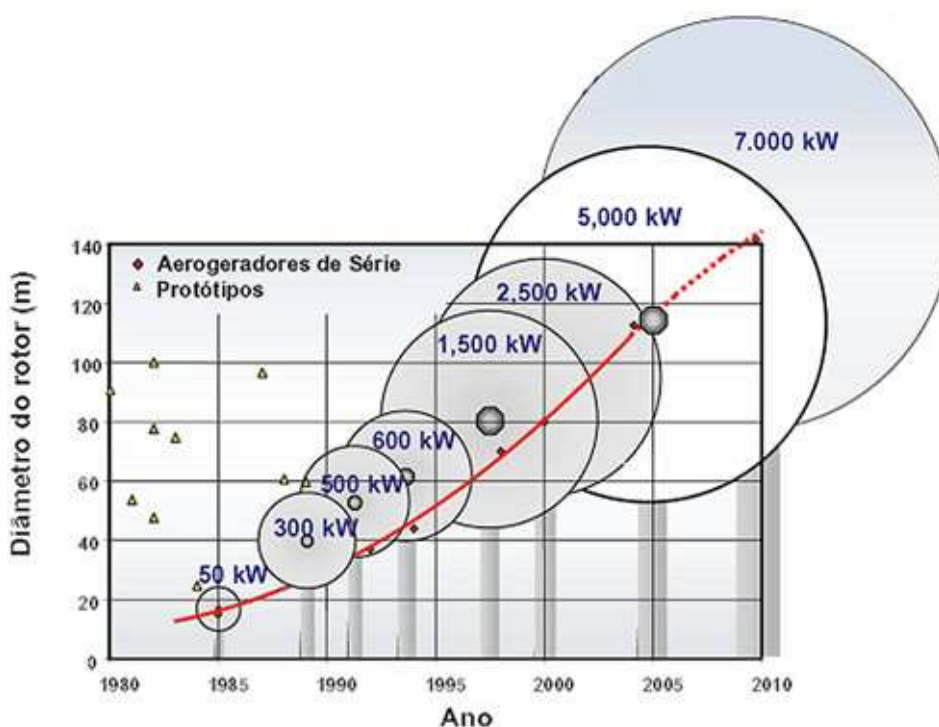


Figura 2.11 – Evolução dos Aerogeradores desde 1985 até 2005 [5]

2.12 Centrais eólicas

A absorção de energia cinética reduz a velocidade do vento a jusante do disco do rotor; gradualmente, essa velocidade recupera-se ao misturar-se com as massas de ar predominantes do escoamento livre. Das forças de sustentação aerodinâmica nas pás do rotor resulta uma esteira helicoidal de vórtices, a qual também gradualmente dissipa-se. Após alguma distância a jusante da turbina, o escoamento praticamente recupera as condições de velocidade originais e turbinas adicionais podem ser instaladas, minimizando as perdas de desempenho causadas pela interferência da turbina anterior. Na prática, essa distância varia com a velocidade do vento, as condições de operação da turbina, a rugosidade de terreno e a condição de estabilidade térmica vertical da atmosfera. De modo geral, uma distância considerada segura para a instalação de novas turbinas é da ordem de 10 vezes o diâmetro **D**, se instalada a jusante, e 5 vezes **D**, se instalada ao lado, em relação ao vento predominante. [6]

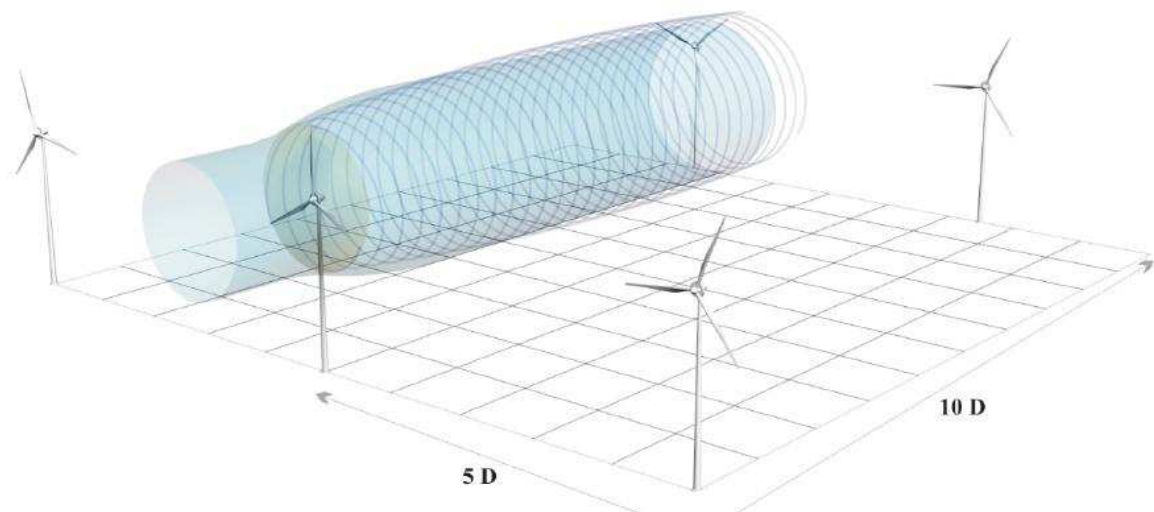


Figura 2.12 – Distância mínima de afastamento entre as turbinas [6]

3 Modelos Testados para Representação da Operação do Aerogerador

Neste capítulo serão apresentados os modelos testados para a representação da operação do aerogerador e os programas computacionais utilizados para realizar as simulações. Foram utilizados três estudos diferentes utilizando os programas mostrados na tabela abaixo:

Tabela 3.1 – Estudos realizados e programas utilizados

Tipo de Estudo	Programa Utilizado
Regime Estacionário	ANAREDE
Dinâmica Simplificada	PSLab
Dinâmica Rápida	ANATEM

3.1 Regime Estacionário: ANAREDE – Análise de Redes Elétricas

O ANAREDE é o programa computacional mais utilizado no Brasil na área de Sistemas Elétricos de Potência e foi desenvolvido pelo CEPEL (Centro de Pesquisas Elétricas). É formado por um conjunto de aplicações integradas que inclui:

- Fluxo de Potência
- Equivalente de Redes
- Análise de Contingências
- Análise de Sensibilidade de Tensão
- Fluxo e Análise de Segurança de Tensão

O programa dispõe ainda de modelo de curva de carga, modelo de bancos de capacitores/reatores chaveados para controle de tensão, modelos de equipamentos equivalentes e individualizados, algoritmo para verificação de conflito de controles e facilidades para estudos de recomposição do sistema. Sua poderosa interface gráfica, aliada à utilização dos aplicativos de pós-processamento de resultados FormCepel e do EditCepel, torna o seu uso simples e rápido. O programa destaca-se por sua robustez e confiabilidade. Entre os usuários do programa destacam-se as empresas concessionárias, na transmissão ou subtransmissão, universidades, ONS, EPE, MME, ANEEL e outras. [7]

De todas aquelas aplicações citadas anteriormente, apenas o Fluxo de Potência foi utilizado neste trabalho. O fluxo de potência tem como objetivo o cálculo do estado operativo da rede elétrica para definidas condições de carga, geração, topologia e determinadas restrições operacionais.

O processo iterativo deste cálculo consiste na obtenção de soluções para o sistema até que as variações, entre iterações consecutivas, das potências injetadas na rede sejam menores que uma determinada tolerância.

Dois métodos estão disponíveis para a solução das equações da rede elétrica:

- Método Desacoplado Rápido
- Método de Newton

As matrizes do sistema de equações do problema de fluxo de potência são esparsas e simétricas no caso do Método Desacoplado Rápido e assimétricas no caso no Método de Newton. A esparsidade destas matrizes é explorada com o emprego de técnicas numéricas e métodos eficientes. A ordenação das barras, para preservar a esparsidade, é efetuada utilizando o algoritmo de ordenação dinâmica denominado Tinney 2.[12]

3.1.1 Modelo utilizado no programa ANAREDE:

O Modelo de regime estacionário do aerogerador é baseado na sua curva de potência elétrica. Para cada valor de velocidade do vento, a potência ativa gerada pelo aerogerador é obtida através da curva de potência. Neste programa foi considerado que o aerogerador estava operando com fator de potência unitário, pois a potência reativa foi mantida igual a zero.

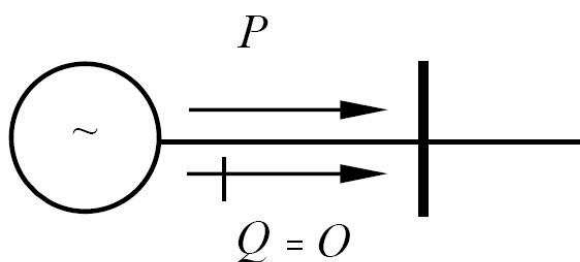


Figura 3.1 – Modelo do Gerador Eólico no ANAREDE

A Figura 3.2 ilustra o sistema simulado no ANAREDE:

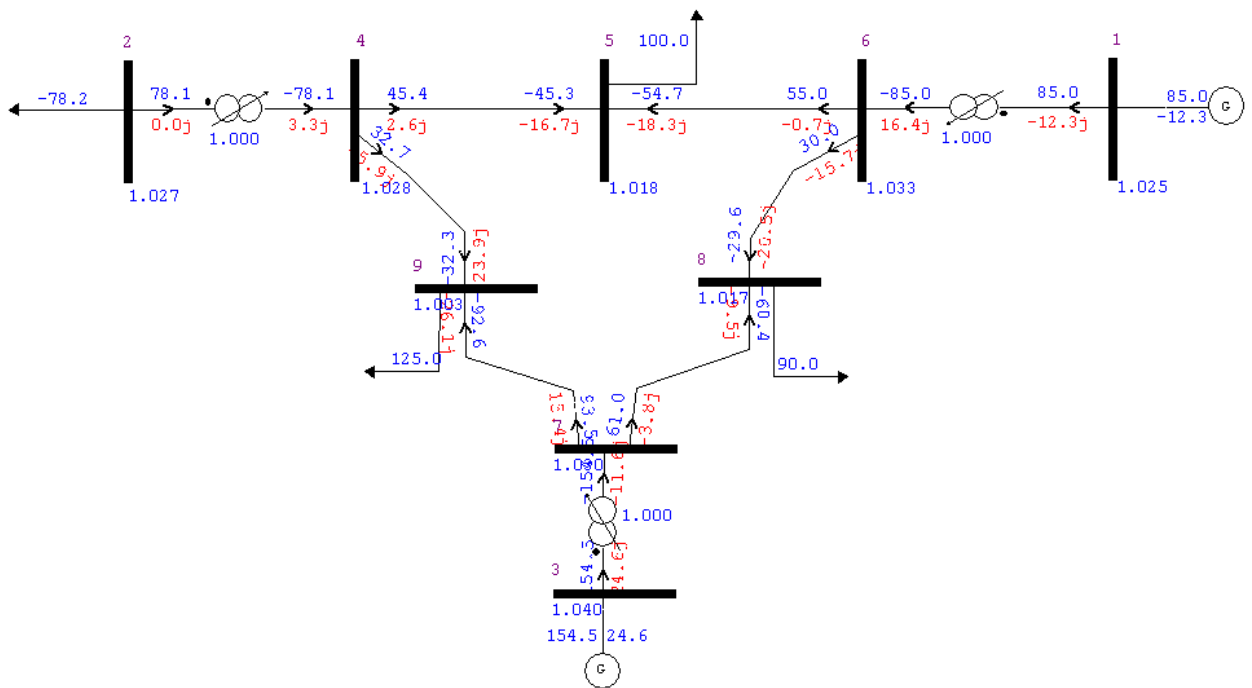


Figura 3.2 – Sistema de 9 barras simulado no ANAREDE

No ANAREDE, o gerador eólico é representado apenas como uma injeção de potência ativa, ou em outras palavras, como uma carga negativa. Nesta simulação a potência reativa é considerada igual a zero. A potência gerada é obtida através da curva de potência do programa na Figura 3.3, e seus valores na Tabela 3.2. A potência nominal do aerogerador é 3.9 MW, a velocidade que ele inicia a gerar energia é 5 m/s e a velocidade de corte é 26.5 m/s.

OBS: No diagrama acima, o número da barra é o utilizado no ANAREDE. O programa PSLab utiliza uma numeração diferente. No trabalho será utilizada a numeração do ANAREDE, mas a tabela com a relação entre as numerações será apresentada no capítulo 4.

Tabela 3.2 – Curva de Potência do Gerador Eólico

Velocidade do Vento (m/s)	Potência Gerada (MW)
5	0.00
6	0.10
7	0.26
8	0.49
9	0.77
10	1.09
11	1.43
12	1.79
13	2.14
14	2.48
15	2.79
16	3.08
17	3.32
18	3.53
19	3.69
20	3.80
21	3.88
22	3.91
23	3.91
24	3.91
25	3.91
26	3.91
26.5	3.91
27	0

Gerador eólico

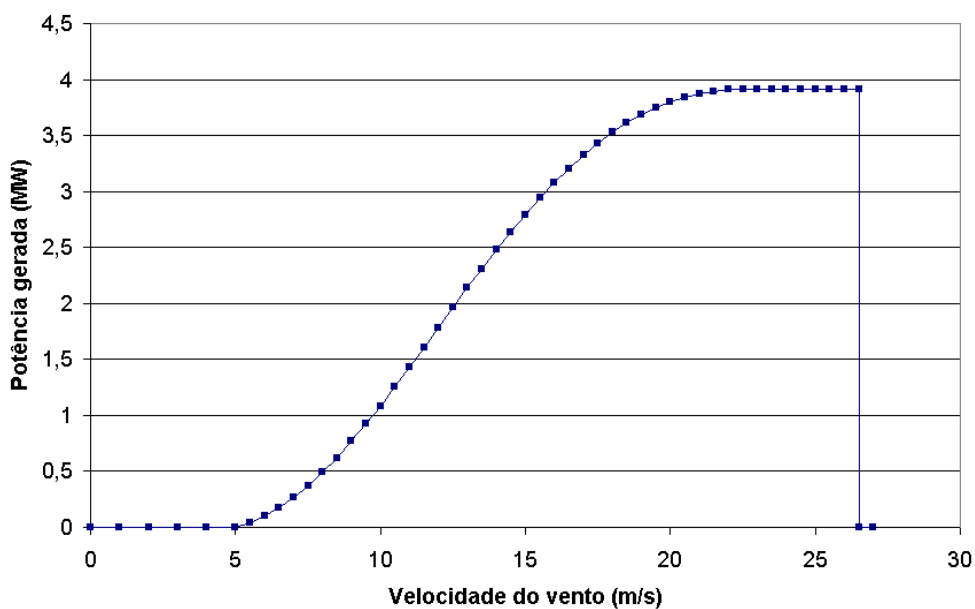


Figura 3.3 – Curva de potência do gerador eólico do modelo

A Figura 3.4 mostra o arquivo com os dados do sistema de 9 barras no ANAREDE. O valor circulado na figura abaixo mostra a injeção de potência ativa na barra 2 do sistema, onde está ligado o gerador.

```

DBAR
(Num)OETGb( nome )G1( V)( A)( Pg)( Qg)( Qn)( Qm)(Bc ) ( P1)( Q1)( sh)Are(vf)
1 L1 ABARRA G03 1025-2.5 85.-12.3-99999999. -78. 0. 11000
2 L BBARRA 02 1027-3.9 11000
3 L2 ABARRA G01 1040 0.154.724.61-99999999. 11000
4 L BBARRA 07 1028-6.3 11000
5 L BBARRA C08 1018-8.1 100. 35. 11000
6 L BBARRA 09 1033-5.1 11000
7 L BBARRA 04 1030-4.8 11000
8 L BBARRA C06 1017-7.8 90. 30. 11000
9 L BBARRA C05 1003-9.1 125. 50. 11000
99999
DLIN
(De )d o d(Pa )NCEP ( R% )( X% )(Mvar)(Tap)(Tmn)(Tmx)(Phs)(Bc ) (Cn)(Ce)Ns(Cq)
1 6 1 5.76 1. .9 1.1 1 100 18033 100
2 4 1 5.76 1. .9 1.1 2 180 18033 180
3 7 1 5.76 1. .9 1.1 3 180 18033 180
4 5 1 .85 7.2 14.9 100 150 100
5 6 1 1.19 10.08 20.9 100 150 100
7 8 1 1.7 9.2 15.8 100 150 100
7 9 1 1. 8.5 17.6 100 150 100
8 6 1 3.9 17. 35.8 100 150 100
9 4 1 3.2 16.1 30.6 100 150 100
99999
DGBT
(G ( kv)
B 230.
A 13.8
99999
FIM

```

Figura 3.4 – Arquivo de dados do ANAREDE

3.2 Dinâmica Simplificada: PSLab – Sistema Integrado para Simulação e Análise de Redes Elétricas

O programa de análise de sistemas elétricos PSLab é uma poderosa ferramenta para visualização, análise e simulação de sistemas elétricos. Utilizando programação orientada a objetos (C++), o PSLab pode ser customizado para as particularidades do sistema elétrico estudado, para isso conta com um conjunto de módulos escaláveis que podem ser combinados e configurados.

Assim, é possível construir modelos definidos pelo usuário para qualquer equipamento do sistema, estes modelos passam a fazer parte da biblioteca de modelos do programa. Para este trabalho foram construídos um modelo de gerador de indução e turbina eólica e foi utilizada a Versão 1.0 Educacional.

A construção dos modelos e incorporação destes pelo PSLab dá-se através de arquivos XML, padrão utilizado atualmente para transferências de dados na internet e adotado no programa PSLab como formato para os arquivos de entrada de dados do programa.

O PSLab pode importar arquivos de dados de alguns programas do cepel como ANAREDE, ANATEM e PacDyn (estabilidade a pequenas perturbações) e exportar arquivos para o ANAREDE.

No PSLab foi realizado o estudo de fluxo de potência levando em consideração o modelo do gerador de indução que será mostrado a seguir. A curva de potência do aerogerador é a mesma utilizada no programa ANAREDE (Figura 3.3).O fluxo de potência foi resolvido pelo método de Newton-Raphson.

3.2.1 Modelo utilizado no programa PSLab

O mesmo sistema de 9 barras foi simulado no PSLab porém foi inserido um novo modelo de aerogerador. A única diferença entre a simulação no ANAREDE e o PSLab é o modelo do gerador eólico. A representação em grafo do sistema está na Figura 3.5, onde cada ponto representa uma subestação. Em cada subestação está localizada a barra correspondente ao diagrama do ANAREDE:

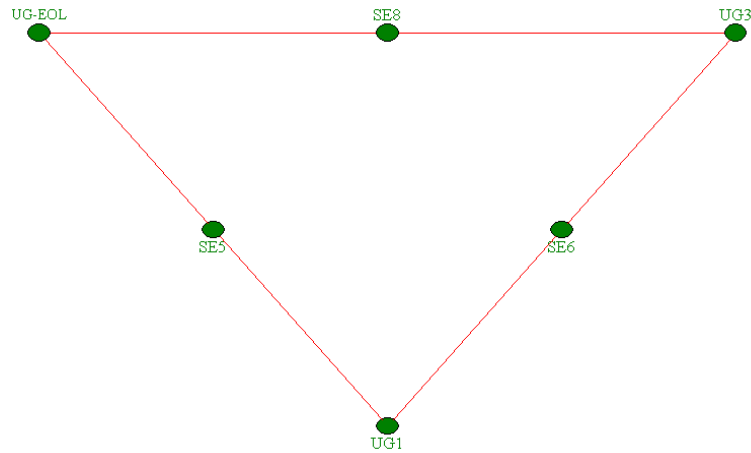


Figura 3.5 – Sistema de 9 barras simulado no programa PSLab

Para observar a conexão do gerador, podemos entrar na subestação UG-EOL da Figura 3.5, com isso veremos mais detalhes como mostra a Figura 3.6. O modelo matemático completo utilizado no PSLab não está disponível devido à falta de documentação.

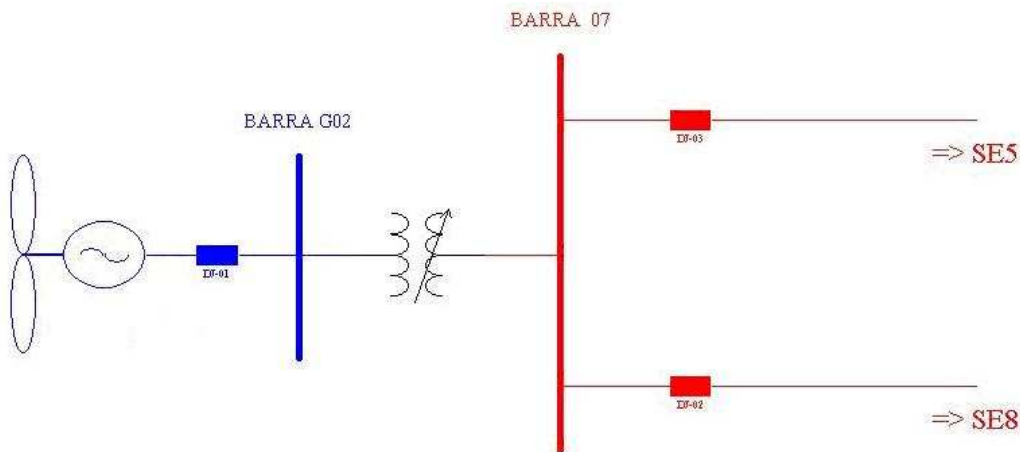


Figura 3.6 – Detalhe da Subestação UG-EOL no PSLab- Conexão do Gerador eólico

No programa PSLab o modelo utilizado foi de um gerador de indução ligado diretamente à rede como foi mostrado na figura anterior. Primeiro é calculada a corrente que passa no gerador e em seguida a tensão nos seus terminais. A Figura 3.7 mostra o modelo do gerador eólico simulado no PSLab:

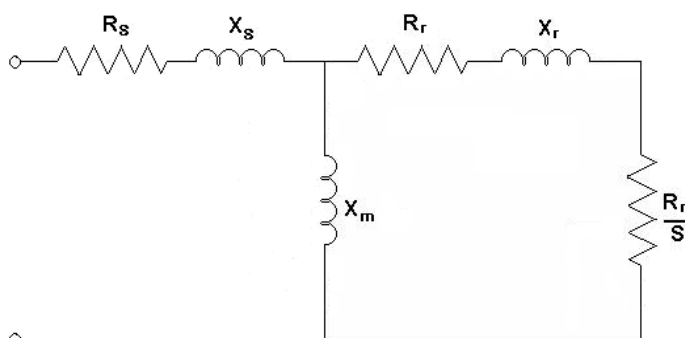


Figura 3.7 – Modelo do gerador eólico simulado no PSLab

Os parâmetros do gerador e da turbina utilizados no PSLab foram baseados em geradores muito comuns em centrais eólicas instaladas no Brasil. A Tabela 3.3 mostra os parâmetros do gerador e a Tabela 3.4 os parâmetros da turbina:

Tabela 3.3 - Parâmetros do modelo de gerador simulado

Parâmetros	Descrição	Valor
ws	Velocidade síncrona do sistema [pu na base síncrona]	1.00
w_base	Velocidade síncrona base [rad/s]	376.99
H	Constante de inércia do gerador e da turbina [s]	5.26
Rs	Resistência do enrolamento do estator [pu na base da máquina]	0.26
Xs	Reatância de dispersão do estator [pu na base da máquina]	4.43
Rr	Resistência do enrolamento do rotor [pu na base da máquina]	0.31
Xr	Reatância de dispersão do rotor [pu na base da máquina]	3.46
Xm	Reatância de magnetização [pu na base da máquina]	168.43
p	Número de pólos	6

Tabela 3.4 – Parâmetros do modelo de turbina utilizados

Parâmetros	Descrição	Valor
R	Raio do rotor da turbina eólica [m]	36
GBR	Relação de engrenagens	70,2
Ro	Densidade do ar [kg/m ³]	1,225
H	Altura [m]	50

3.3 Dinâmica Rápida: ANATEM -Análise de transitórios eletromecânicos

O programa de Análise de Transitórios Eletromecânicos (ANATEM) é uma aplicação computacional para estudos de estabilidade transitória de sistemas elétricos de potência e também foi desenvolvido pelo CEPEL. Seu foco é dirigido para a simulação no domínio do tempo para a análise dinâmica do sistema elétrico de potência, visando a avaliação da estabilidade eletromecânica. Por conseguinte, todos os equipamentos do sistema que desempenham papel relevante no processo transitório, após ocorrência de distúrbios ou perturbações no sistema, têm seus modelos disponibilizados no ANATEM.

Os módulos que compõem o ANATEM foram codificados em FORTRAN e a capacidade do programa é definida através de um arquivo de parâmetros que facilita o seu redimensionamento de acordo com as necessidades e instações computacionais específicas de cada usuário. [7]

O programa ANATEM utiliza o método trapezoidal implícito para solução das equações diferenciais, combinado com um método direto para solução das equações algébricas da rede CA. A Figura 3.8 a seguir apresenta um fluxograma simplificado do programa e do esquema iterativo do ANATEM.

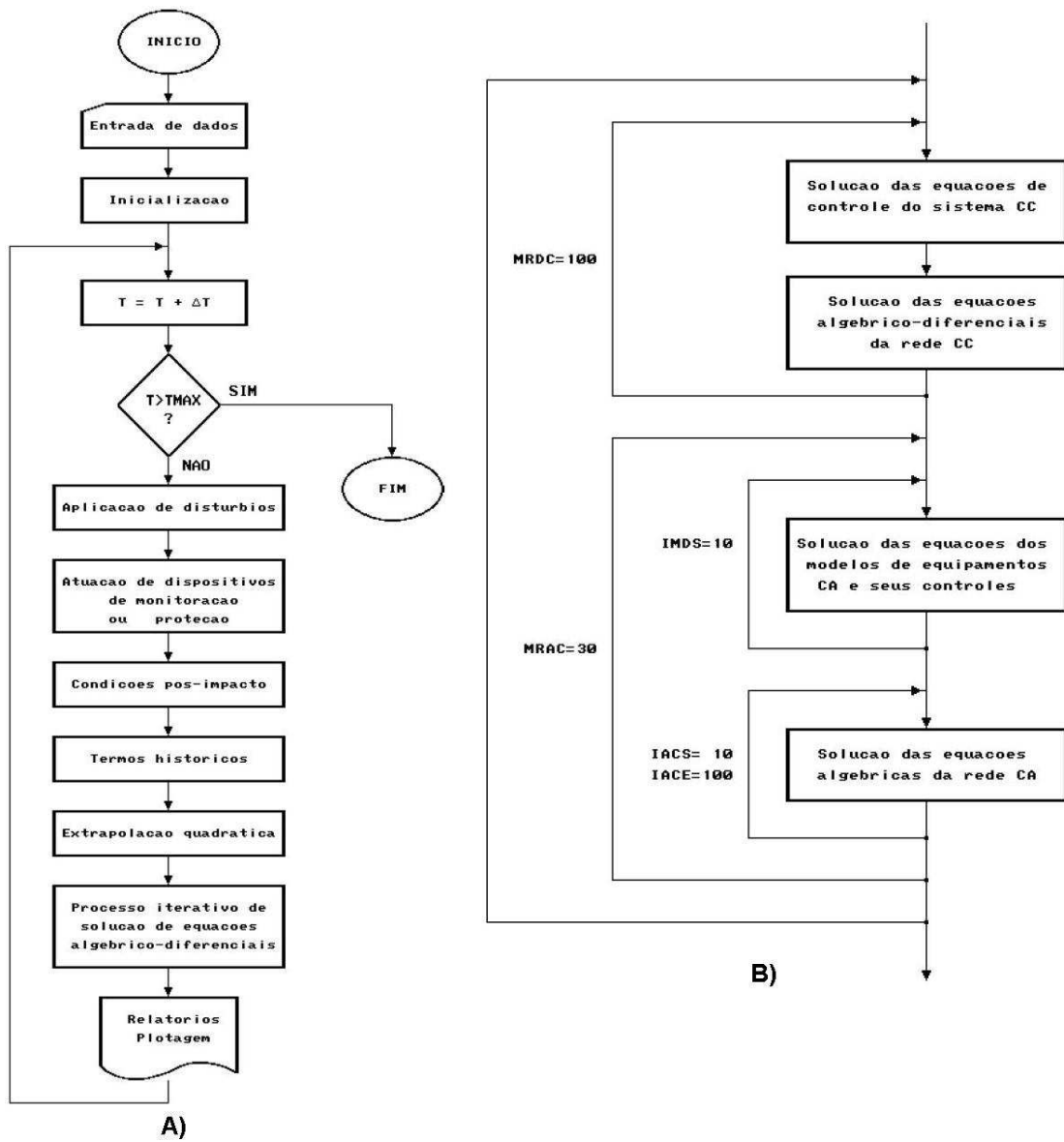


Figura 3.8 - Fluxogramas: A) Geral do programa B) Processo iterativo de solução [13]

3.3.1 Modelo utilizado no programa ANATEM

O mesmo sistema de 9 barras foi inserido no ANATEM porém com um modelo diferente de gerador e de turbina. O modelo utilizado para o gerador de indução foi de um modelo pré-definido pelo programa, onde foram modificados apenas alguns parâmetros como constante de inércia, rotor tipo gaiola, resistências, reatâncias entre outros. A turbina eólica também foi acoplada ao eixo.

O programa ANATEM permite a representação de aproveitamentos eólicos de diferentes tipos e nesse trabalho será utilizado o modelo da máquina de indução convencional ligada diretamente à rede. Este tipo de máquina opera com velocidade de rotação praticamente constante. Para representar o gerador de indução é utilizado um código de execução do programa (DMOT) e a representação da turbina eólica é feita via CDU (controlador definido pelo usuário), que exporta para a máquina o torque mecânico a ser utilizado.

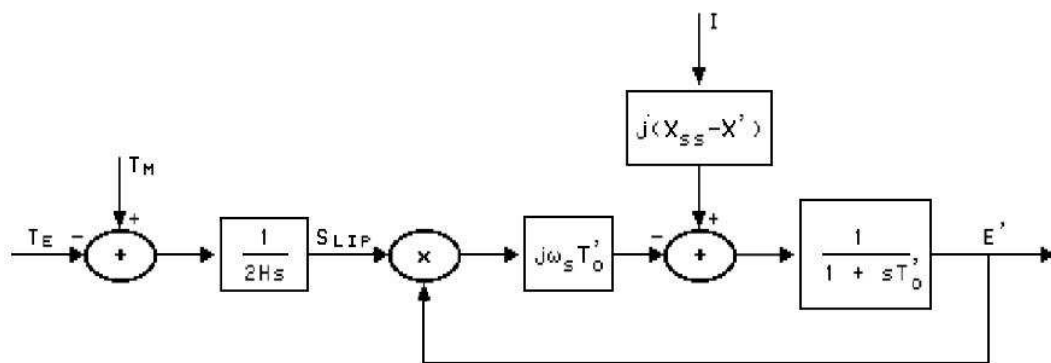


Figura 3.9 – Modelo do gerador de indução no ANATEM [13]

- Te - Torque elétrico, em pu
- Tm - Torque mecânico, em pu
- Ws - Velocidade síncrona, em rad/s
- Slip - Escorregamento do rotor (adimensional)
- Xss - Reatância própria do enrolamento de estator, em pu
- X' - Reatância transitória enrolamento do estator, em pu
- E' - Fator tensão através da reatância transitória X', em pu
- I - Fator corrente de estator, em pu
- To' - Constante de tempo do rotor a circuito aberto, em segundos
- H - Constante de inércia do conjunto gerador de indução-turbina, em segundos

4 Dados das Simulações

Neste capítulo serão apresentadas as simulações realizadas, assim como as séries de vento utilizadas e o sistema de nove barras simulado.

4.1 Sistema de 9 barras utilizado

O sistema utilizado neste trabalho foi baseado no sistema de nove barras da referência [1], página 38, capítulo 2.

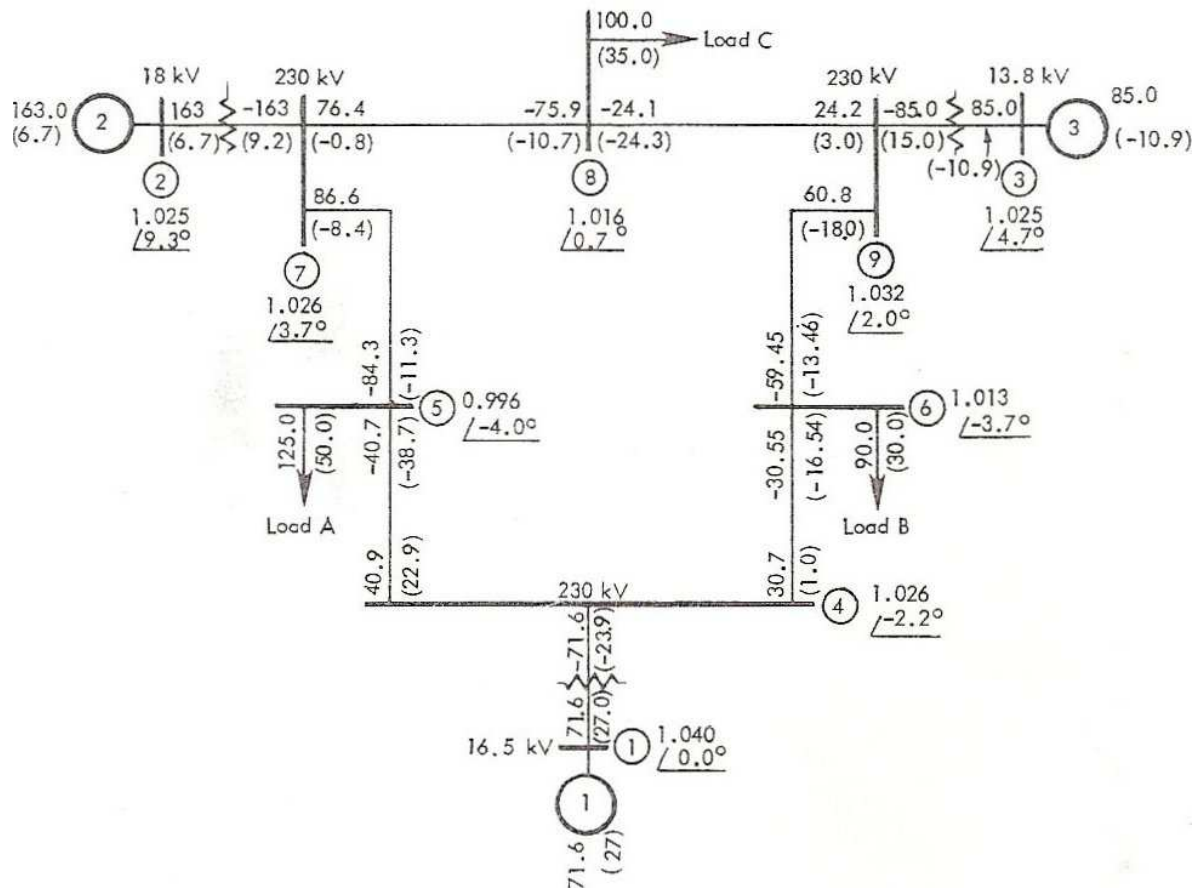


Figura 4.1 – Diagrama de impedâncias do sistema de 9 barras escolhido [1]

Todas as impedâncias estão em pu, na base 100 MVA. Só foram modificadas as tensões primárias dos transformadores ligados às barras 1 e 2 para 13.8 kV e suas reatâncias para manter os três transformadores iguais.

A seguir se encontram as tabelas com os dados do sistema que foram inseridos nos dois programas e as numerações correspondentes:

Tabela 4.1 – Dados de Barras

Número da barra (ANAREDE)	Número da barra (PSLab)	Tipo	Carga (MW)	Carga (Mvar)	Capacidade do gerador (MW)	
					Min	Max
1	G03	PV	-	-	50	250
2	02	PQ	-	-	0	78
3	G01	V θ (ref.)	-	-	50	250
4	07	PQ	-	-		-
5	C08	PQ	100	35		-
6	09	PQ	-	-		-
7	04	PQ	-	-		-
8	C06	PQ	90	30		-
9	C05	PQ	125	50		-

Tabela 4.2 – Dados das linhas

Barra 'de' (ANAREDE)	Barra 'para' (ANAREDE)	Resistência	Reatância	Reatância Shunt (B/2)	Taps	
					Min	Max
1	4	-	5.76	-	0.9	1.1
2	7	-	5.76	-	0.9	1.1
3	9	-	5.76	-	0.9	1.1
4	6	1.7	9.2	7.9	-	-
4	5	1.0	8.5	8.8	-	-
5	7	3.2	16.1	15.3	-	-
7	8	0.85	7.2	7.45	-	-
6	9	3.9	17.0	17.9	-	-
8	9	1.19	10.08	10.45	-	-

4.2 Série de Ventos utilizada

A série de ventos foi coletada na rede SONDA - Sistema de Organização Nacional de Dados Ambientais. A rede SONDA de dados nasceu de um projeto do Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais (INPE) para implementação de infra-estrutura física e de recursos humanos destinada a levantar e melhorar a base de dados dos recursos de energia solar e eólica no Brasil [9].

A série de ventos escolhida foi coletada na Estação Triunfo, localizada no interior de Pernambuco. As amostras de ventos foram coletadas a cada 10 minutos. Essa série é caracterizada por ventos mais fortes no inverno e ventos mais fracos no verão. Para mostrar a diferença de operação dos aerogeradores foram escolhidos os meses de janeiro e junho que possuem perfis de velocidade bem diferentes. A média de velocidades dos ventos no mês de janeiro foi 8.64 m/s, no mês de junho foi 17.57 m/s e a média anual é 11.49 m/s. As figuras abaixo mostram as velocidades dos ventos nesses meses:

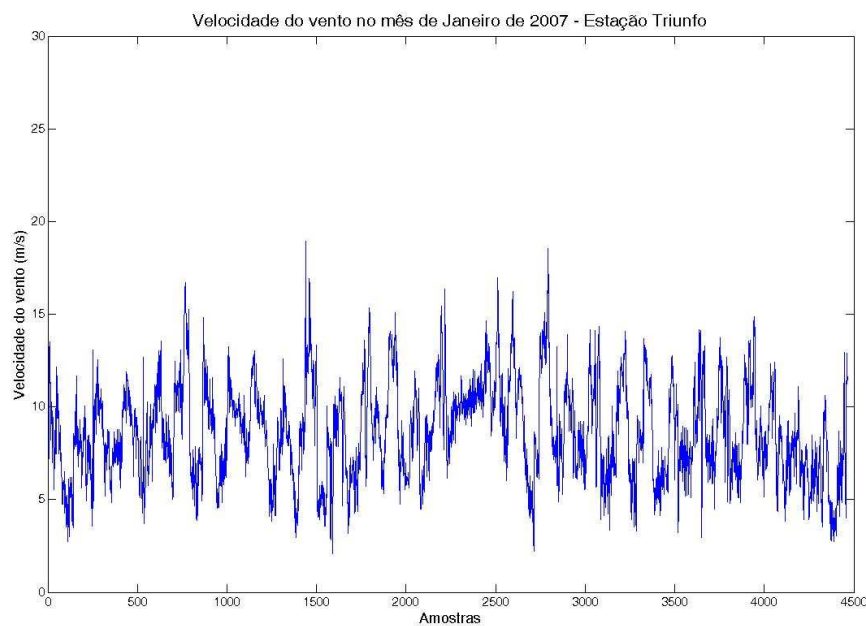


Figura 4.2 –Velocidade dos ventos no mês de Janeiro de 2007

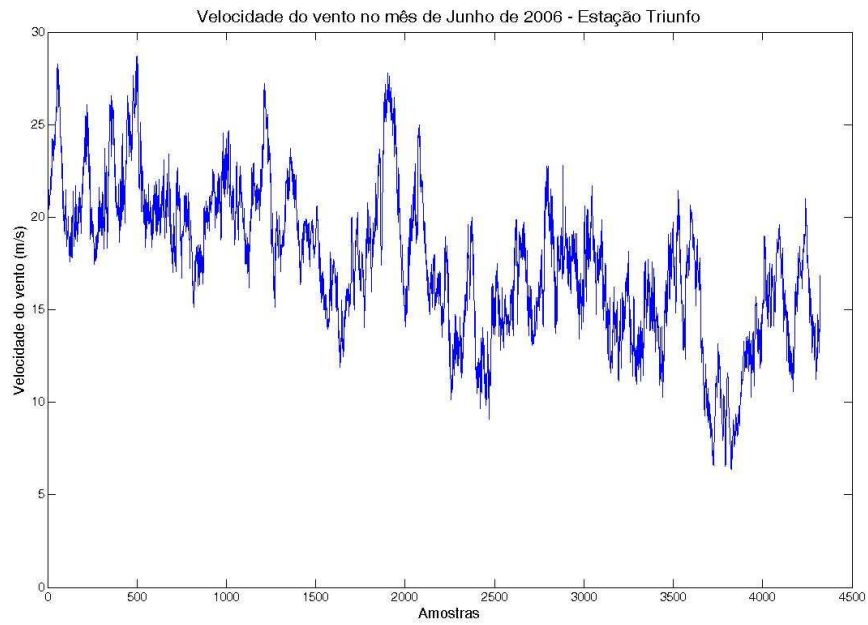


Figura 4.3 - Velocidade dos ventos no mês de Junho de 2006

A seguir uma figura da série de ventos anual, desde maio até abril:

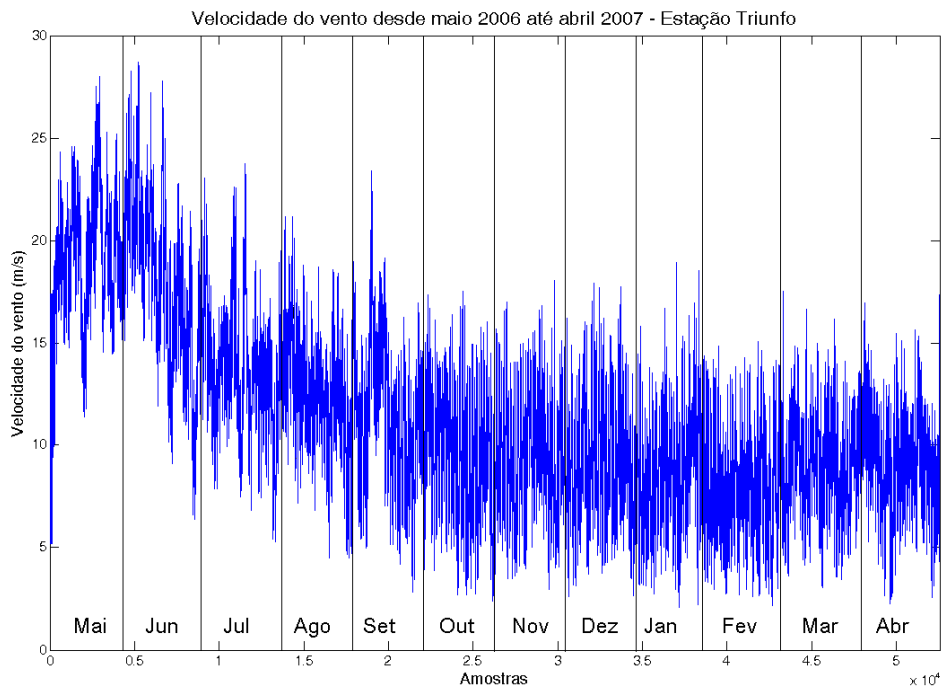


Figura 4.4 – Velocidade do vento Anual (maio 2006 até abril 2007)

A seguir uma tabela com as médias mensais, as maiores e menores velocidade dos ventos da série:

Tabela 4.3 – Médias mensais, maiores e menores velocidades dos ventos (m/s)

Mês	Média Mensal	Maior Velocidade	Menor Velocidade
Janeiro	8.64	2.06	18.92
Fevereiro	8.11	2.15	17.53
Março	9.28	3.04	16,96
Abril	8.87	2.27	15.67
Maio	19.54	11.37	28
Junho	17.58	6.36	28.7
Julho	13.58	5.27	23.77
Agosto	12.63	4.5	21.17
Setembro	11.31	2.83	23.39
Outubro	9.64	2.4	17.52
Novembro	9.39	2.62	18.08
Dezembro	9.01	2.32	17.93

4.3 Simulações Realizadas

Foram realizadas 4 tipos de simulações nos programas ANAREDE e PSLab. Cada simulação foi realizada nos dois programas com as mesmas condições, diferindo apenas no modelo do aerogerador que será mostrado a seguir nos ítems 4.4 e 4.5. Primeiro a simulação foi feita considerando apenas um gerador eólico conectado a rede, nos meses de janeiro e junho. Depois foi criado um parque eólico com 20 geradores que também foi simulado nos meses de janeiro e junho. No programa ANATEM, foram simulados aumentos e reduções na velocidade do vento. O aumento e a redução de 7.5 m/s na velocidade do vento foi simulado para um único aerogerador e para o parque de 20 aerogeradores.

Tabela 4.4 – Tabela com a descrição da simulações

Programa	Mês	Evento	Número de geradores	Simulação
ANAREDE	Janeiro	-	1	A
	Junho	-	1	B
	Janeiro	-	20	C
	Junho	-	20	D
PSLab	Janeiro	-	1	E
	Junho	-	1	F
	Janeiro	-	20	G
	Junho	-	20	H
ANATEM	-	Aumento 7.5m/s	1	I
	-	Redução 7.5m/s	1	J
	-	Aumento 7.5m/s	20	K
	-	Redução 7.5m/s	20	L

No modelo equivalente do parque eólico, todo o parque foi simulado como um único gerador equivalente. Isso significa que todos os aerogeradores estão suficientemente distantes uns dos outros para não ocorrer o sombreamento das turbinas. O gerador equivalente foi utilizado porque o objetivo não era saber como cada gerador funcionava, e sim como seria o impacto do parque como um todo no sistema. O modelo de aerogerador utilizado foi o mesmo das simulações com apenas um gerador, a curva de potência está na Figura 3.3. O aerogerador recebe as velocidades médias da série de ventos e a potência gerada (3.91 MW) é multiplicada pelo número de aerogeradores do parque (neste caso $20 \times 3.91 = 78.2$ MW).

4.4 Simulação no ANAREDE

A simulação do ANAREDE foi realizada seguindo as etapas a seguir:

1. Foi utilizada uma série de ventos adquirida durante um ano em uma estação localizada em Pernambuco [9];
2. A partir da curva de potência do gerador eólico (Figura 3.3) são obtidos todos os dados de potência gerada;
3. Foram criados vários arquivos de entrada, um arquivo para cada potência correspondente para cada vento. A letra M que está circulada na Figura 4.5 abaixo é o comando de modificação de um parâmetro na barra, nesse caso a potência ativa da barra 2 onde o gerador está conectado:

```
( entrada42.txt
DBAR
(Num)OETGb( nome )G1( V) ( A) ( Pg) ( Qg) ( Qn) ( Qm) (Bc ) ( P1)
  M BBARRA 02 -42
99999
FIM
```

Figura 4.5 – Exemplo de arquivo de entrada “entrada42.txt”

4. Foi criado um arquivo “.bat” com uma seqüência de comandos para a leitura dos arquivos de entrada e execução do fluxo de potência pelo método de Newton.

```
( sequencia.dat
ulog
1
entrada1.txt
ulog
4
saida1.out
EXLF NEWT FILE
RELA RLIN
(
ulog
1
entrada2.txt
ulog
4
saida2.out
EXLF NEWT FILE
RELA RLIN
(
fim
```

Figura 4.6 – Exemplo de um arquivo de comandos “sequência.dat”

- (- Indica início de uma linha de comentário
- Ulog 1 - Unidade lógica de entrada (arquivos entrada1.txt e entrada2.txt)
- Ulog 4 - Unidade lógica de saída (arquivos saida1.txt e entrada2.txt)
- EXLF - Executar o fluxo de potência
- NEWT- Fluxo de potência pelo método de Newton
- FILE - Escrever no arquivo de saída o resultado do fluxo de potência
- RELA - Emitir relatório
- RLIN - Tipo de relatório emitido – Relatório de linhas
- fim - Fim do arquivo de comandos

5. O sistema de 9 barras da Figura 3.2 foi carregado no ANAREDE.
6. Através do console do ANAREDE foi executado o arquivo de comandos sequência.dat mostrado no item anterior.

7. O arquivo de comandos gera um arquivo de saída com todos os relatórios de linhas (RLIN) de cada situação. A figura abaixo mostra um exemplo de um relatório de linhas, com as tensões e ângulos das barras, fluxos e perdas nas linhas e se a capacidade das linhas e dos geradores foi violada.

```
<<< Relatórios desviados para o arquivo: SAIDA42.OUT >>>
```

CEPEL - CENTRO DE PESQUISAS DE ENERGIA ELETRICA - PROGRAMA DE ANALISE DE REDES - V09.05.02 PAG. 84

RELATORIO COMPLETO DO SISTEMA * AREA 1 *

D A D O S - B A R R A										F L U X O S - C I R C U I T O S										P E R D A S			
DA BARRA	TENSAO	GERACAO	INJ EQV	CARGA	ELO CC	SHUNT	MOTOR	PARA BARRA		FLUXOS				ATIVA		REATIVA		CIR. ABERTO					
NUM.	KV	TIPO	MOD/	Mvar	Mvar	Mvar	Mvar	Mvar	Mvar	Mvar	MVA/V_d	TAP	DEFAS	TIE	MW	Mvar	MOD	ANC					
NUM.	ANG	MVA_NOM	MVA_EMR	Mvar	FLUXO %	SHUNT L	Mvar	NUM.	NOME	NC	MW	Mvar	MVA/V_d	TAP	DEFAS	TIE	MW	Mvar	MOD	ANC			
1	14	1	1.025	85.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0			
BARRA G03	-5.6			-8.7	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0			
				100.0	180.0			83.4%															
2	230	0	1.023	0.0	0.0	-42.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0			
BARRA 02	-9.5			0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0			
				180.0	180.0			22.3%															
3	14	2	1.040	192.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0			
BARRA G01	0.0			30.7	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0			
				100.0	180.0	SUP	187.0%																
4	230	0	1.023	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0			
BARRA 07	-10.8			0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0			
				180.0	180.0			22.3%															
				100.0	150.0			31.3%	2 BARRA 02	1	-41.0	0.9	40.1				0.00	0.92					
				100.0	150.0			9.4%	5 BARRA C08	1	32.0	2.5	31.3				0.09	-14.68					
				100.0	150.0				9 BARRA C05	1	9.0	-3.4	9.4				0.07	-30.98					
5	230	0	1.014	0.0	0.0	100.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0			
BARRA C08	-12.0			0.0	0.0	35.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0			
				100.0	150.0			35.7%	4 BARRA 07	1	-31.9	-17.2	35.7				0.09	-14.68					
				100.0	150.0			69.4%	6 BARRA 09	1	-68.1	-17.8	69.4				0.54	-17.25					
6	230	0	1.031	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0			
BARRA 09	-8.3			0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0			
				100.0	180.0			83.4%	1 BARRA G03	1	-85.0	12.7	83.4				0.00	4.00					
				100.0	150.0			66.6%	5 BARRA C08	1	68.6	0.6	66.6				0.54	-17.25					
				100.0	150.0			20.4%	8 BARRA C06	1	16.4	-13.3	20.4				0.11	-37.01					
7	230	0	1.029	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0			
BARRA 04	-5.9			0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0			
				100.0	180.0	SUP	187.0%																
				100.0	150.0			72.8%	3 BARRA G01	1	-192.1	-10.5	187.0				0.00	20.15					
				100.0	150.0			115.2%	8 BARRA C06	1	74.7	-5.4	72.8				0.90	-11.65					
				100.0	150.0				9 BARRA C05	1	117.4	15.9	115.2				1.36	-6.53					
8	230	0	1.016	0.0	0.0	90.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0			
BARRA C06	-9.7			0.0	0.0	30.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0			
				100.0	150.0			28.3%	6 BARRA 09	1	-16.2	-23.7	28.3				0.11	-37.01					
				100.0	150.0			72.9%	7 BARRA 04	1	-73.8	-6.3	72.9				0.90	-11.65					
9	230	0	1.001	0.0	0.0	125.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0			
BARRA C05	-11.4			0.0	0.0	50.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0			
				100.0	150.0			29.0%	4 BARRA 07	1	-8.9	-27.6	29.0				0.07	-30.98					
				100.0	150.0	SUP	118.1%		7 BARRA 04	1	-116.1	-22.4	118.1				1.36	-6.53					

Figura 4.7 – Exemplo de um Relatório de Linha (RLIN) no arquivo de saída

8. Os dados obtidos no arquivo de saída foram manipulados no programa Matlab para gerar os gráficos de resultados da simulação no ANAREDE.

4.5 Simulação no PSLab

O procedimento para a execução da simulação no programa PSLab é mais direto que o procedimento utilizado no programa ANAREDE:

1. Como os dados de entrada do PSLab que precisam ser modificados são apenas as velocidades dos ventos, é necessário colocar essas velocidades em um arquivo de entrada “events.fex” da seguinte forma:

```
<EVENTS>
<MDPR time="1.000000" parm="v" value="3.000000" subs="UG-EOL" devc="G.EOLICO" />
<MDPR time="2.000000" parm="v" value="3.500000" subs="UG-EOL" devc="G.EOLICO" />
<MDPR time="3.000000" parm="v" value="4.000000" subs="UG-EOL" devc="G.EOLICO" />
<MDPR time="4.000000" parm="v" value="4.500000" subs="UG-EOL" devc="G.EOLICO" />
<MDPR time="5.000000" parm="v" value="5.000000" subs="UG-EOL" devc="G.EOLICO" />
<MDPR time="6.000000" parm="v" value="5.500000" subs="UG-EOL" devc="G.EOLICO" />
<MDPR time="7.000000" parm="v" value="6.000000" subs="UG-EOL" devc="G.EOLICO" />
<MDPR time="8.000000" parm="v" value="6.500000" subs="UG-EOL" devc="G.EOLICO" />
<MDPR time="9.000000" parm="v" value="7.000000" subs="UG-EOL" devc="G.EOLICO" />
<MDPR time="10.000000" parm="v" value="7.500000" subs="UG-EOL" devc="G.EOLICO" />
<MDPR time="11.000000" parm="v" value="8.000000" subs="UG-EOL" devc="G.EOLICO" />
<MDPR time="12.000000" parm="v" value="8.500000" subs="UG-EOL" devc="G.EOLICO" />
<MDPR time="13.000000" parm="v" value="9.000000" subs="UG-EOL" devc="G.EOLICO" />
<MDPR time="14.000000" parm="v" value="9.500000" subs="UG-EOL" devc="G.EOLICO" />
<MDPR time="15.000000" parm="v" value="10.000000" subs="UG-EOL" devc="G.EOLICO" />
<MDPR time="16.000000" parm="v" value="10.500000" subs="UG-EOL" devc="G.EOLICO" />
<MDPR time="17.000000" parm="v" value="11.000000" subs="UG-EOL" devc="G.EOLICO" />
<MDPR time="18.000000" parm="v" value="11.500000" subs="UG-EOL" devc="G.EOLICO" />
<MDPR time="19.000000" parm="v" value="12.000000" subs="UG-EOL" devc="G.EOLICO" />
</EVENTS>
```

Figura 4.8 – Exemplo de arquivo de entrada “events.fex” com as velocidade dos ventos.

O arquivo da figura acima foi escrito com a ajuda do Matlab que inseriu os dados das velocidades da série de ventos no formato que o programa consegue interpretar.

2. Para inserir esse arquivo de eventos no PSLab, basta carregar um dos aplicativos do programa chamado “Gerenciar Eventos” e abrir o arquivo “events.fex”
3. Para realizar o fluxo de potência, é só abrir o aplicativo “Fluxo de Potência” e mandar executar quantas vezes for o número de eventos
4. Os resultados já podem ser visualizados graficamente no programa ou podem ser salvos em arquivos para serem visualizados no Matlab, Excel ou PlotCepel.

4.6 Simulação no ANATEM

O procedimento para a execução da simulação no programa ANATEM é bem mais elaborado que os programas anteriores e utiliza o programa ANAREDE para inicialização:

1. Dados para obtenção do ponto de operação (ANAREDE) - Os dados do gerador de indução mostrados na Figura 4.9 abaixo são adicionados ao arquivo de dados do sistema “.pwf” da Figura 3.4 através do comando DMOT:

```
DMOT
(Num) OE Gr S(C) (U) (Rs) (Xs) (Xm) (Rr) (Xr) (HPb) (T) (P) (B)
2 15- 1 0.26 4.43 168.4 0.31 3.46 3900.
99999
(
```

Figura 4.9 – Dados do gerador incluídos no “.pwf” – ANAREDE

No	- Número de identificação da barra
Gr	- Número de identificação do grupo de máquinas
S	- Sinal – negativo para gerador
U	- Número de geradores
Rs	- Resistência do estator (%)
Xs	- Resistência do estator (%)
Xm	- Reatância de magnetização (%)
Rr	- Resistência do rotor (%)
Xr	- Reatância do rotor (%)
HPb	- Potência base da máquina (hp)

2. Dados para simulação de transitórios eletromecânicos (ANATEM)
 - A) Os dados do gerador também são incluídos no arquivo “.stb” para serem utilizados no ANATEM

```

DMOT
( Gerador eolico
( Nb)   Gr ( H ) ( K0 ) ( K1 ) ( K2 ) ( EXP) M ( Mt )
  2    15  5.26
999999

```

Figura 4.10 – Dados do gerador incluídos do “.stb” – ANATEM

- Nb - Número de identificação da barra
- Gr - Número de identificação do grupo de máquinas
- H - Constante de inércia da máquina
- M - Número do modelo (Figura 3.9)
- Mt - Modelo de turbina – número da CDU

- B) Dados escritos no arquivo “TURBEOL1.CDU”

```

DCDU
(ncdu) ( nome cdu )
  0100 TURB_EOLICA1
(
=====
(
  Dados da turbina -> devem ser fornecidos para cada equipamento
(
(EFFPAR (nome) ( valor )
(
DEFFPAR #RO_AR          1.225  Densidade do ar kg/m3
(
( Dados do equipamento
(EFFPAR (nome) ( valor )
DEFFPAR #R_ROT          36.0   Raio do rotor (em metros)
DEFFPAR #N_POL           6     Numero de polos do gerador
DEFFPAR #R_ENG           70    Relacao de engrenagem

```

Figura 4.11 – Dados da turbina incluídos no arquivo “TURBEOL1.CDU

- R_rot - Raio do rotor da turbina (m)
- N_pol - Número de pólos do gerador
- R_eng - Relação de engrenagem entre a turbina e o gerador
- Ro_ar - Densidade do ar (kg/m³)

- C) A curva de desempenho da máquina e valor inicial de velocidade do vento são obtidos através de um programa auxiliar, que utiliza os dados da turbina, do gerador e do ANAREDE.
3. Os eventos para alteração da velocidade do vento também são inseridos no arquivo “.stb”. Foi realizada uma alteração em degrau positivo ou negativo na velocidade do vento.

```

( Variacao na velocidade do vento
(---- Degráu Positivo
(Tp) ( Tempo)( El )( Pa)Nc( Ex) ( % ) (ABS ) Gr Und
TCDU      1.0  0100                      +7.5
(
(
999999
(
(
( Variacao na velocidade do vento
(---- Degráu Negativo
(Tp) ( Tempo)( El )( Pa)Nc( Ex) ( % ) (ABS ) Gr Und
TCDU      1.0  0100                      -7.5
(
(
999999
(
(

```

Figura 4.12 – Eventos para alteração da velocidade do vento

Tempo - Momento da aplicação do degrau
El - Modelo da turbina
Abs - Valor do degrau

5 Resultados

5.1 Resultados das Simulações no ANAREDE

A) Gerador eólico ligado a rede no mês de Janeiro

Os gráficos com os resultados das simulações estão no Anexo A em tamanhos menores para facilitar a comparação entre eles. A partir da curva de potência do aerogerador (Figura 3.3) podemos verificar que para ventos menores que 5m/s a potência gerada é zero. A velocidade média do vento no mês de janeiro é 8.64 m/s, porém uma parte significativa dos ventos da série (Figura 4.2) possui velocidade menor que a velocidade mínima necessária para a geração de energia elétrica. O gráfico abaixo mostra a potência gerada pelo aerogerador no mês de janeiro:

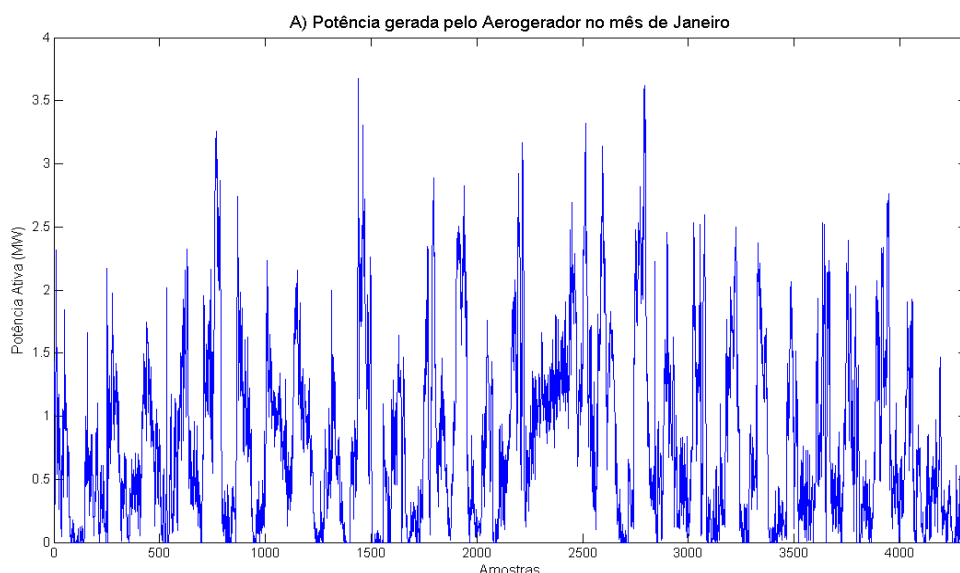


Figura 5.1 – Potência gerada pelo aerogerador no mês de janeiro

O gráfico acima nos mostra que durante uma parte do tempo o gerador ficou sem funcionar e em outras funcionando em potências intermediárias, abaixo da potência nominal. Pode-se dizer também que o gerador eólico não atinge a potência nominal (3.9 MW), já que para alcançar essa potência são necessários ventos acima de 21 m/s, que não ocorreram em janeiro.

O gráfico da Figura 5.2 a seguir mostra como as tensões nas barras variam ao longo do tempo. A potência gerada pelo gerador eólico (até 3.7 MW nesse caso) é bem menor que a fornecida pelos outros geradores (312 MW) e a consumida pelas cargas (315 MW). Podemos ver que a variação das tensões é pequena e todas estão dentro de um limite aceitável de

0.95 pu <math>V < 1.05 \text{ p.u.}</math>. O gráfico da Figura 5.3 mostra o fluxo nas linhas 4-5 e 4-9 que ligam o aerogerador às duas cargas mais próximas (ver Figura 3.2). As duas linhas estão dentro da sua capacidade de transmissão, que é de 100 MW. O fluxo de potência segue da barra 4 para a barra 5 e da barra 9 para a barra 4. A diferença entre os fluxos não é muito grande (até 3.7 MW) e estão sempre no mesmo sentido.

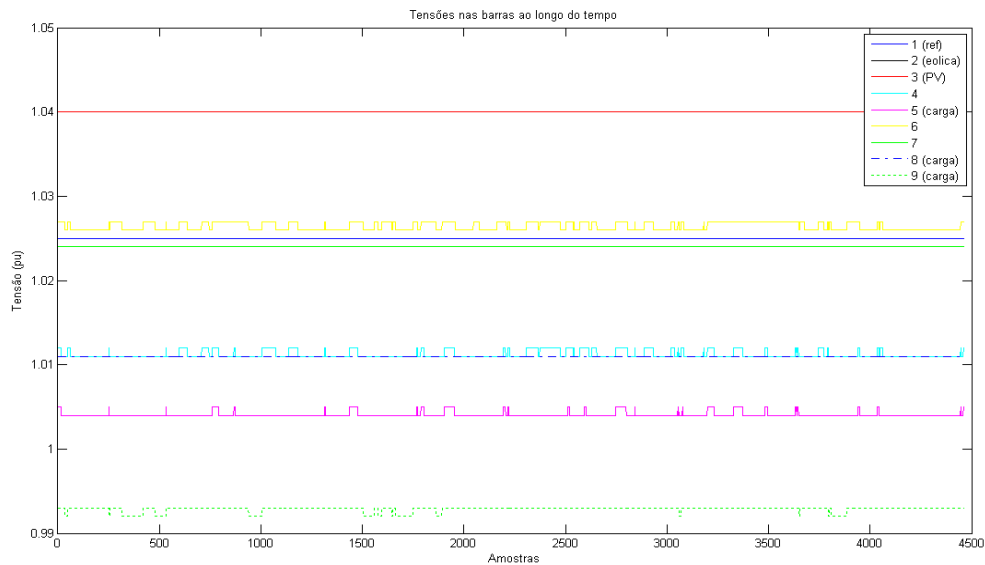


Figura 5.2 – Tensões nas barras ao longo do tempo no mês de janeiro - Gerador

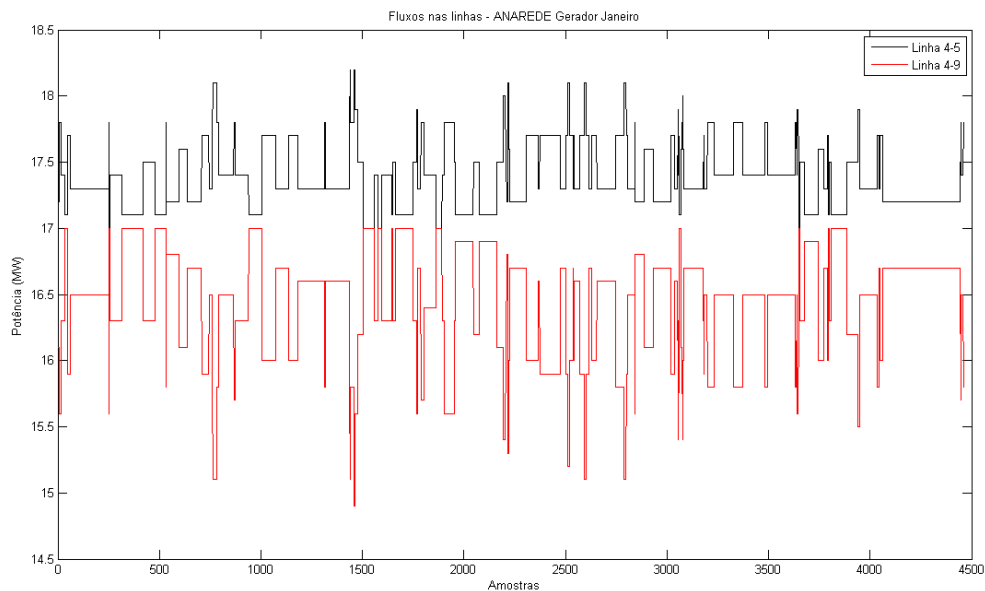


Figura 5.3 – Fluxo nas linhas 4-5 e 4-9 no mês de janeiro (1 gerador)

B) Gerador eólico ligado a rede no mês de Junho

A velocidade média do vento no mês de junho é alta (17.57 m/s) e os ventos raramente atingem velocidades muito baixas como foi visto na Figura 4.3 do capítulo anterior. Pode-se verificar no gráfico abaixo que no início do mês o gerador forneceu potência nominal durante alguns intervalos de tempo e no resto do mês forneceu potências intermediárias. Um dado interessante é que em nenhum momento o aerogerador parou de funcionar durante o mês.

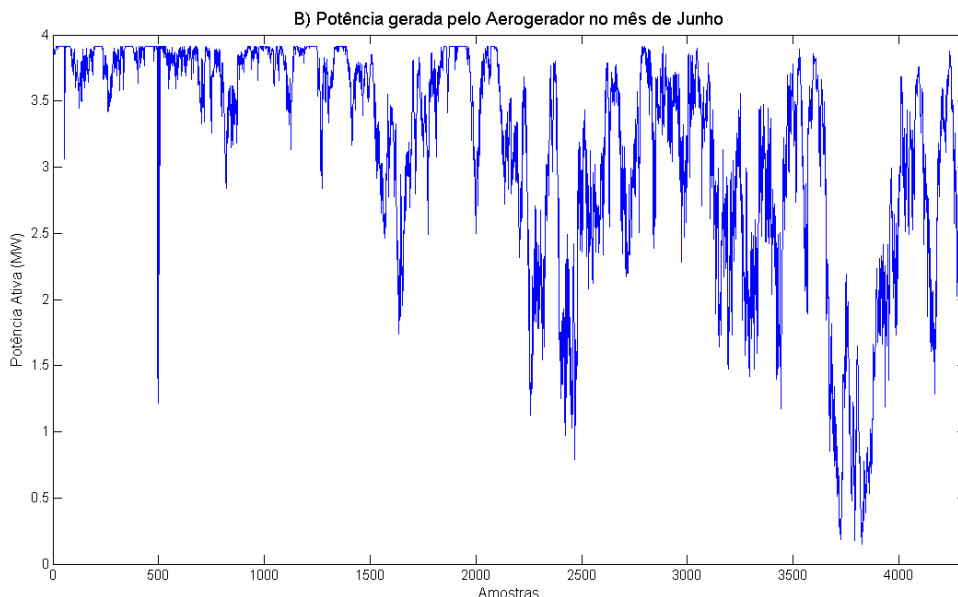


Figura 5.4 – Potência gerada pelo aerogerador no mês de junho

A potência nominal (3.9 MW) foi atingida quando ventos entre 21 m/s e 28 m/s incidiram na turbina.

O gráfico da Figura 5.5 a seguir mostra a variação das tensões ao longo do mês de junho. Podemos ver que a variação é pequena e que o aerogerador influenciou pouco o sistema, apesar de estar funcionando com potência nominal em alguns momentos. A potência nominal desse gerador eólico ainda é bem menor (3.9 MW) que a fornecida pelos outros geradores (312 MW) e a consumida pelas cargas (315 MW). Podemos ver que todas as tensões do sistema continuam dentro de um limite aceitável.

O gráfico da Figura 5.6 mostra o fluxo das linhas 4-5 e 4-9. As duas linhas ainda estão dentro da sua capacidade de transmissão, que é de 100 MW. O fluxo de potência continua no mesmo sentido, seguindo da barra 4 para a 5 e da barra 9 para a 4. Podemos ver que a diferença entre os fluxos é no máximo 3.9 MW, que é o máximo que o aerogerador pode gerar. Os fluxos continuam fluindo sempre no mesmo sentido.

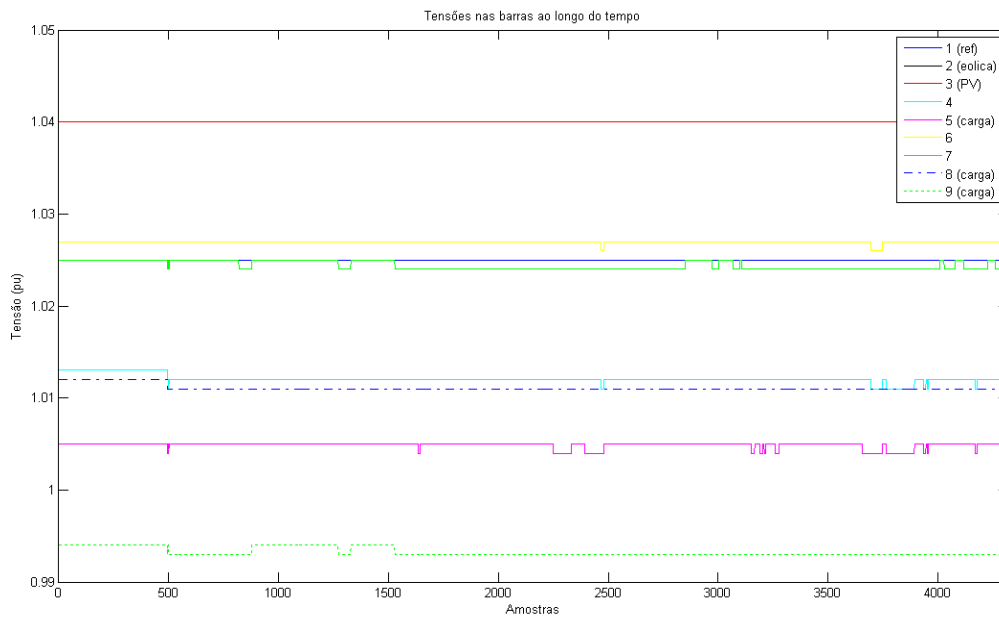


Figura 5.5 – Tensões nas barras ao longo do tempo no mês de junho - Gerador

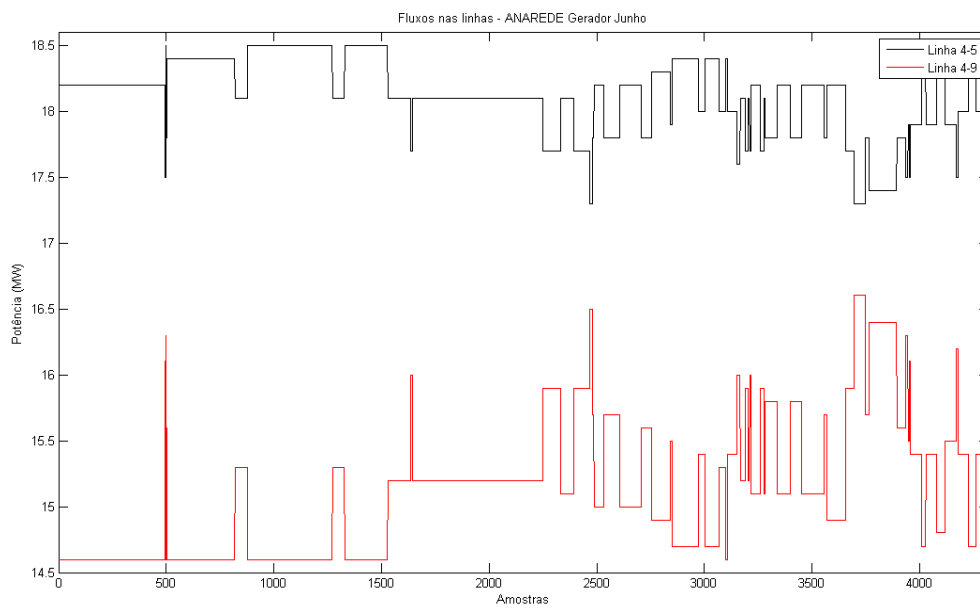


Figura 5.6 - Fluxo nas linhas 4-5 e 4-9 no mês de junho (1 gerador)

C) Parque de 20 geradores eólicos ligados a rede no mês de Janeiro

A semelhança da Figura 5.7 abaixo com a Figura 5.1 do item A mostra que a potência gerada pelo parque eólico em janeiro é proporcional à curva de potência de um único gerador no mesmo mês ($3.9 \times 20 = 78 \text{ MW}$). A potência entregue a rede segue os mesmos padrões: alguns intervalos sem fornecer potência e alguns momentos fornecendo potência intermediária sem alcançar a potência nominal.

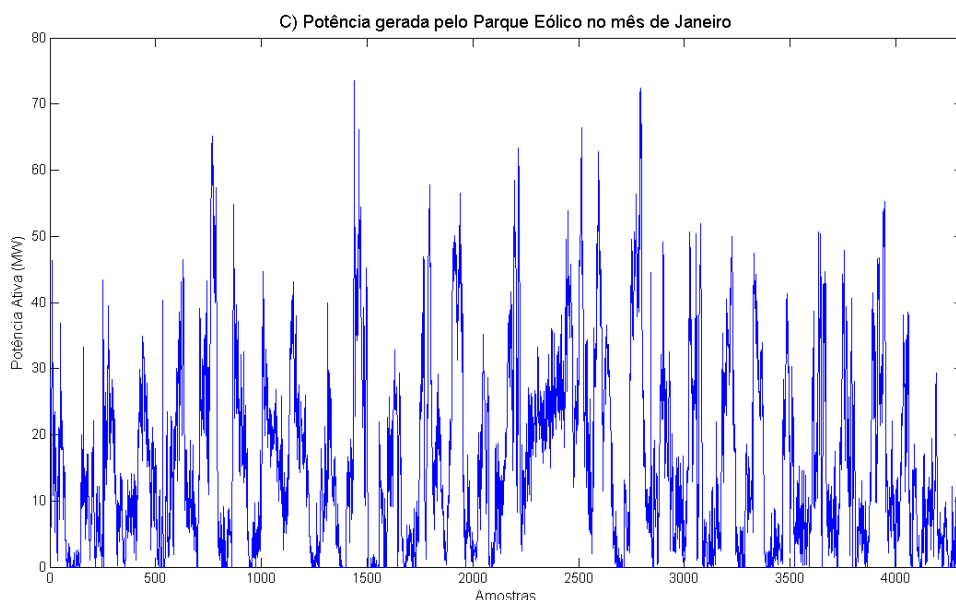


Figura 5.7 – Potência gerada pelo parque eólico no mês de janeiro

A diferença entre o impacto de apenas um gerador e o impacto do parque na rede é a ordem de grandeza da potência fornecida, que é 20 vezes maior. A potência gerada pelo parque (até 78 MW) é quase 25% da carga do sistema (315 MW). A variação de potência influencia o resto da rede que se ajusta para continuar fornecendo energia para as cargas.

A carga total do sistema é constante e igual a 315 MW que é suprida em parcelas diferentes pelos três geradores. O gerador síncrono que está ligado à barra 1 (de controle de tensão) gera sempre a mesma potência de 85 MW. O gerador eólico equivalente está ligado à barra 2 e sua geração está sujeita ao regime de ventos desse mês. Logo o gerador síncrono que está ligado à barra 3 (de referência) é responsável por complementar o fornecimento de potência para a carga que não foi fornecida pelo aerogerador.

A Figura 5.8 abaixo ilustra o comportamento complementar do aerogerador e do gerador síncrono ligado à barra 3 durante a primeira semana de janeiro:

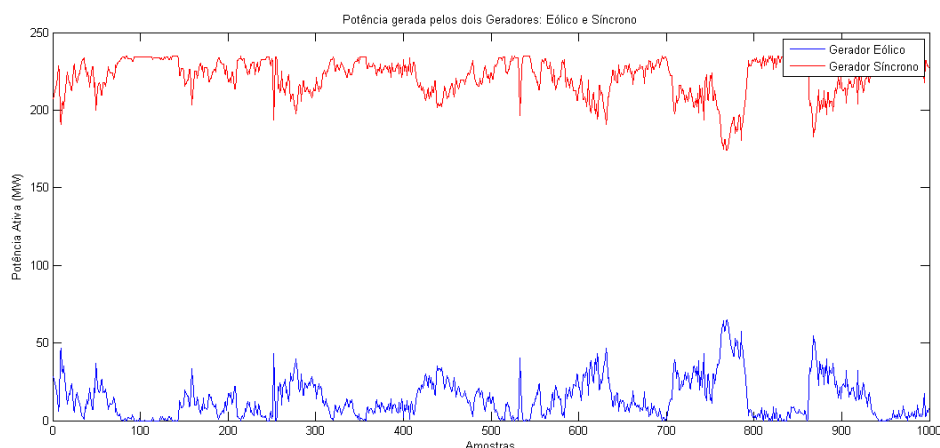


Figura 5.8 – Potência Gerada pelos Geradores Eólico e Síncrono em Janeiro

A Figura 5.8 acima mostra que o gerador síncrono complementa o fornecimento do parque eólico, que durante esse período funciona bem abaixo da sua potência nominal. Quando o aerogerador está desligado, o gerador síncrono fornece todo o complemento de energia para a carga.

O gráfico da Figura 5.9 a seguir mostra como as tensões nas barras variam significativamente no mês de janeiro com o parque eólico conectado. Essa variação significa que a conexão de vários aerogeradores influenciou bastante o sistema, apesar de estar funcionando com potência nominal em apenas alguns momentos. Apesar da variação das tensões ser bem maior, todas as tensões do sistema continuam dentro de um limite aceitável. A barra com tensão mais baixa é a barra 9, que varia em torno de 0.99pu.

A Figura 5.10 mostra os fluxos nas linhas mais próximas ao gerador, as linhas 4-5 e 4-9. Podemos observar que a linha 4-5 está sempre transmitindo a potência no mesmo sentido, da barra 4 para a 5 e os valores de potência transmitida variam de 18 a 45 MW. Já na linha 4-9 a transmissão da potência muda de sentido. Para ventos acima de 10 m/s, o parque gera mais que 22 MW de potência ativa e complementa energia para as duas cargas e a linha 4-9 passa a transmitir potência da barra 4 para a barra 9. A potência transmitida na linha 4-9 varia de 17 a - 30MW. As duas linhas estão sempre dentro das suas capacidades.

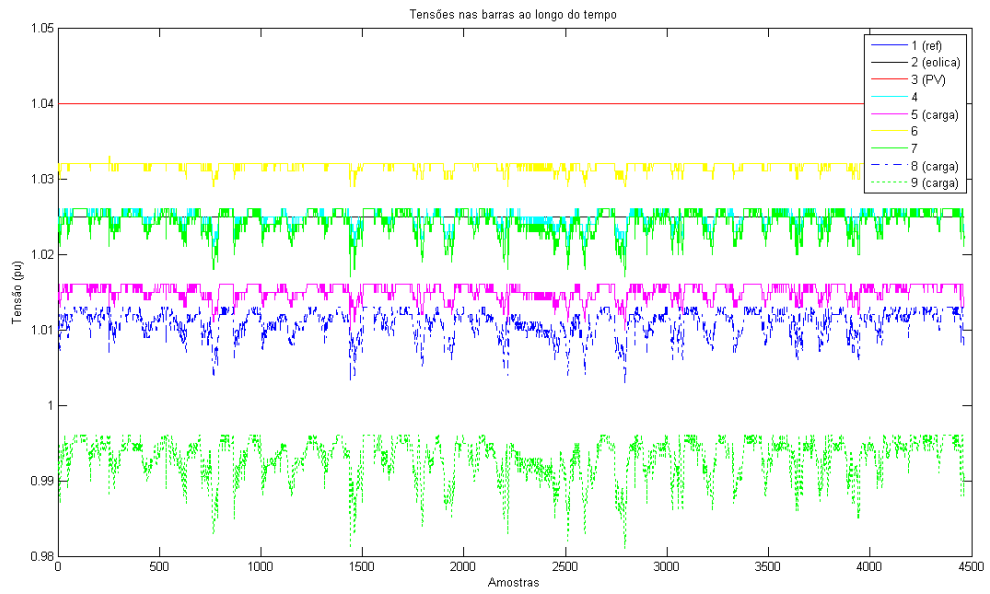


Figura 5.9 - Tensões nas barras ao longo do tempo no mês de janeiro – Parque

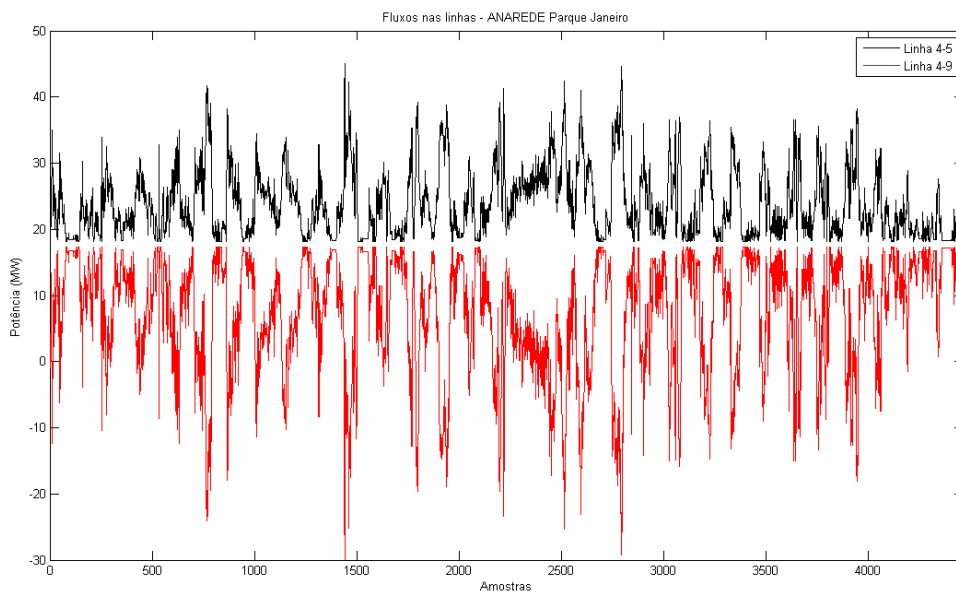


Figura 5.10 – Fluxos nas linhas 4-5 e 4-9 no mês de janeiro (Parque)

D) Parque de 20 geradores eólicos ligados a rede no mês de Junho

A curva da potência gerada no parque eólico (Figura 5.11) possui a mesma forma da potência gerada por um único gerador, já que a potência gerada pelo parque é proporcional à potência de um gerador. A potência entregue a rede segue os mesmos padrões do item B: o parque forneceu potência nominal durante alguns intervalos de tempo, no resto do mês forneceu potências intermediárias e em nenhum momento parou de funcionar.

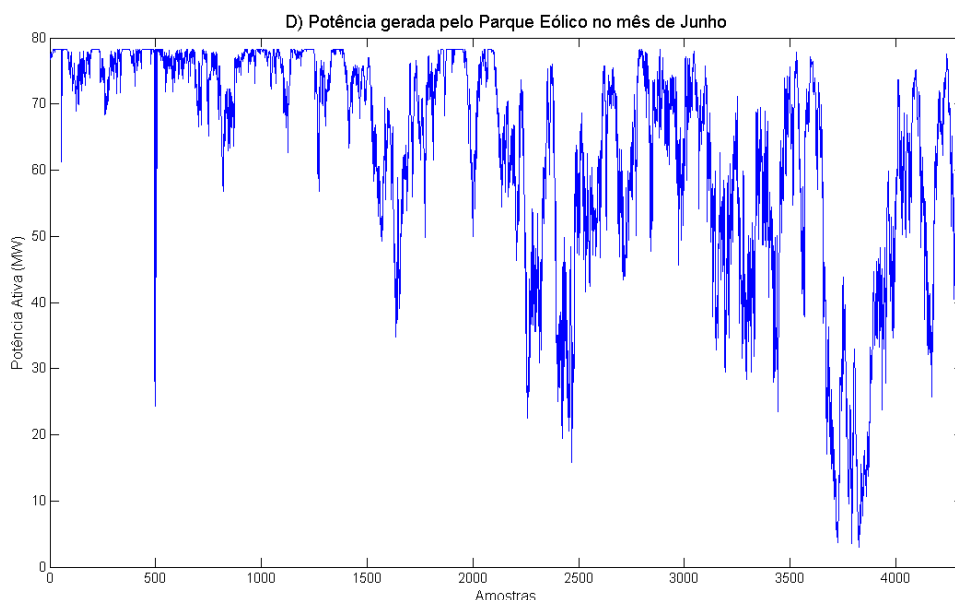


Figura 5.11 – Potência gerada pelo parque eólico no mês de junho

A Figura 5.12 a seguir mostra que o gerador síncrono complementa o fornecimento do parque eólico, que nesse período fornece potência nominal durante bastante tempo. Como em nenhum momento o parque se desconecta, os dois geradores sempre dividem o fornecimento para a carga. Quando os aerogeradores funcionam com potência nominal, o gerador síncrono apenas complementa a potência consumida pela carga.

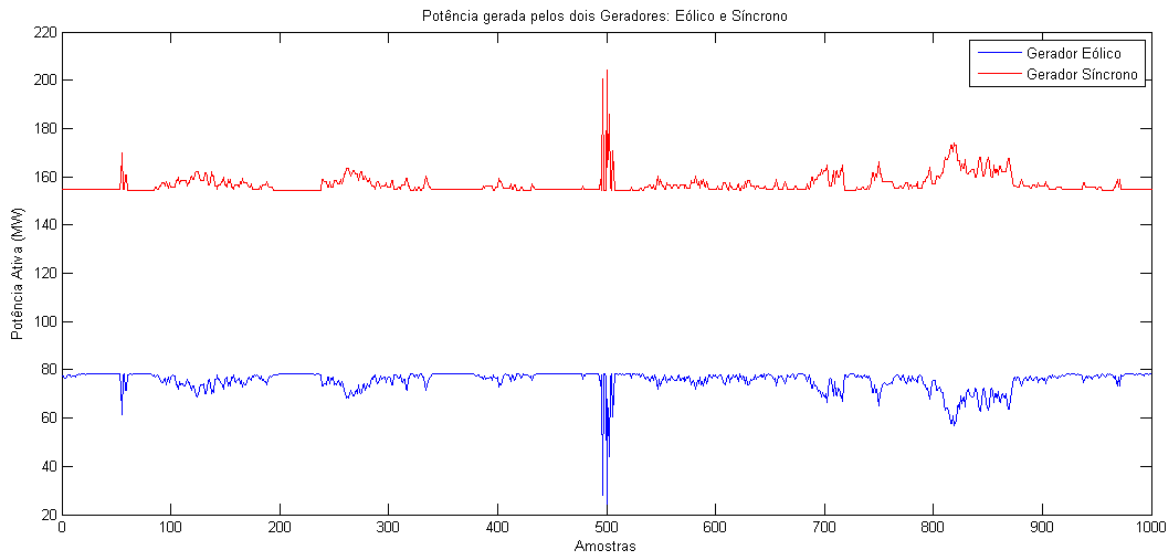


Figura 5.12 - Potência Gerada pelos Geradores Eólico e Síncrono em Junho

Essa variação significa que a conexão de vários aerogeradores influenciou bastante o sistema, apesar de estar funcionando com potência nominal em apenas alguns momentos.

A Figura 5.13 mostra como as tensões variam bastante ao longo do mês de junho com a conexão do parque eólico. A potência nominal do parque (78 MW) é 24.8% da demanda total do sistema.

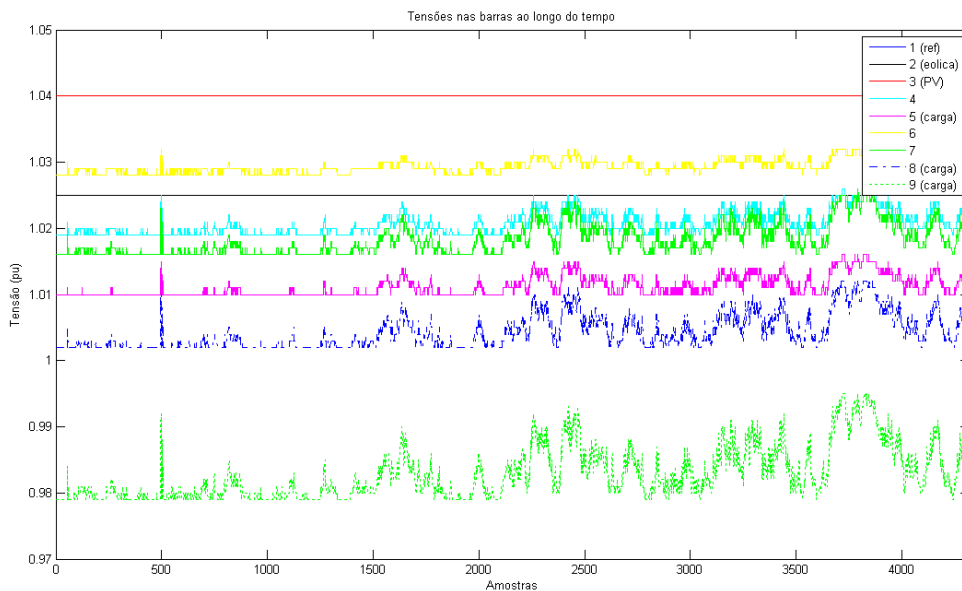


Figura 5.13 - Tensões nas barras ao longo do tempo no mês de junho – Parque

A variação das tensões é um pouco maior do que no mês de janeiro, mas todas as tensões do sistema continuam dentro de um limite aceitável. A barra com tensão mais baixa é a barra 9 e varia em torno de 0.98 pu.

A Figura 5.14 mostra os fluxos nas linhas mais próximas do parque de aerogeradores. O fluxo de potência na linha 4-5 varia entre 20 e 45.5 MW, sempre fluindo no mesmo sentido. Já o fluxo de potência da linha 4-9 varia entre -32.5 e 17 MW, o que significa que a transmissão de energia mudou de sentido. A linha 4-9 transmite potência da barra 4 para a 9 na maior parte do mês, apenas quando os ventos ficam abaixo de 10m/s que a transmissão muda da barra 9 para a barra 4.

A máxima diferença entre os fluxos é evidente no início do mês, quando os ventos são bem altos e os aerogeradores geram potência nominal (78.2 MW). As duas linhas continuaram com folga dentro das suas capacidades de transmissão (100 MW).

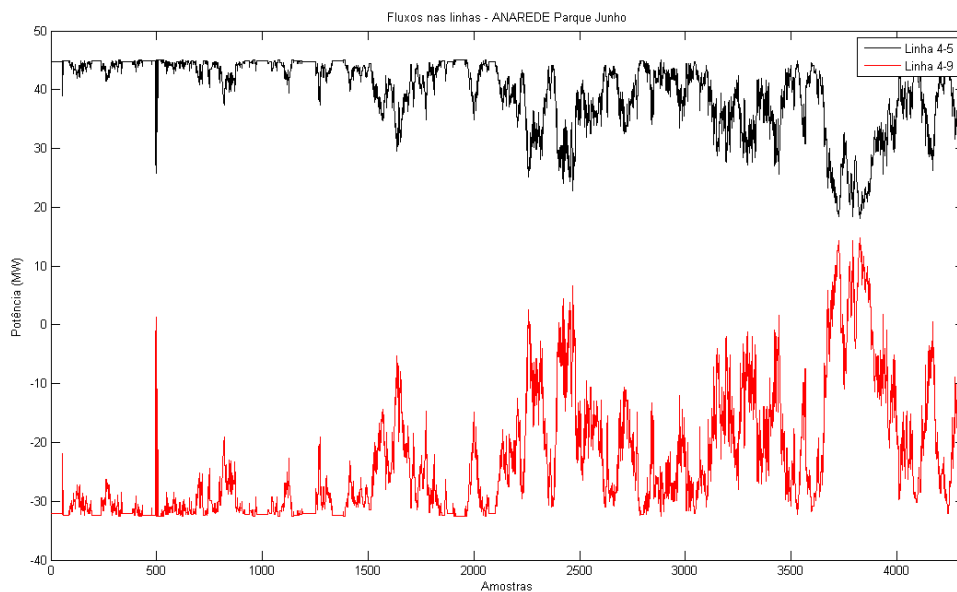


Figura 5.14 - Fluxos nas linhas 4-5 e 4-9 no mês de junho (Parque)

5.2 Resultados das Simulações no PSLab

E) Gerador eólico ligado a rede no mês de Janeiro

No programa PSLab o aerogerador é modelado como um gerador assíncrono (ou de indução) que consome potência reativa da rede. No programa ANAREDE a potência reativa consumida é desprezada e apenas a potência ativa é considerada. A potência reativa demandada pela máquina de indução tem como consequência a redução da tensão na barra a qual está ligada. O gráfico abaixo mostra a potência ativa gerada e a potência reativa consumida pelo aerogerador no mês de janeiro:

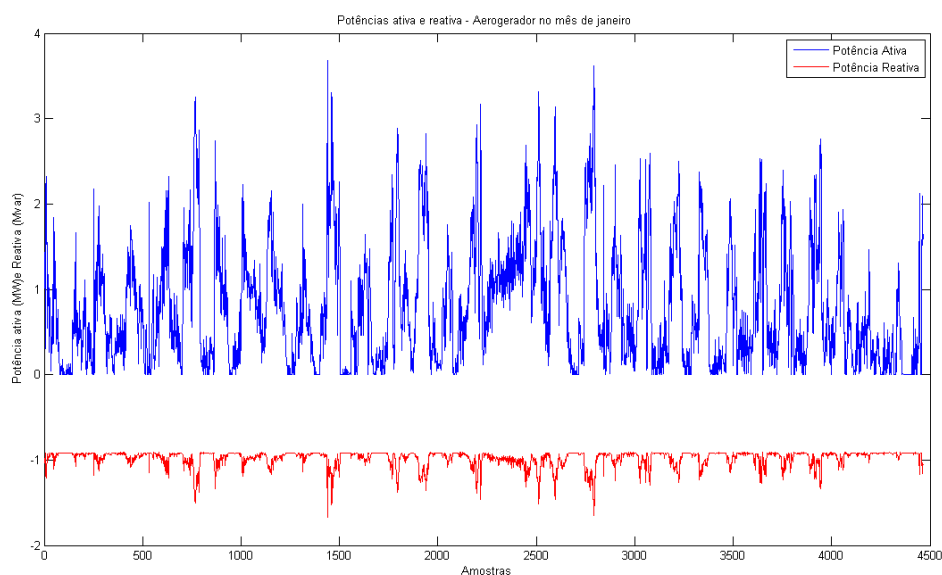


Figura 5.15 – Potências ativa e reativa no aerogerador no mês de janeiro

Como podemos ver no gráfico anterior, a potência ativa segue exatamente o mesmo padrão das simulações anteriores no programa ANAREDE. A diferença entre os gráficos de potência ativa entre os dois programas é imperceptível, pois está apenas depois da segunda casa decimal nos dados. Já a potência reativa, que era desprezada no ANAREDE, é proporcional à geração de potência ativa. Podemos verificar que quanto mais potência ativa é gerada, maior é a potência reativa. A potência reativa ficou na maior parte do tempo em 0.9MW e a maior potência ativa gerada foi 3.5 MW.

O gráfico da Figura 5.16 a seguir mostra como as tensões variam ao longo do tempo e que o aerogerador influenciou pouco o sistema. A potência gerada pelo gerador eólico (até 3.5 MW nesse mês) é bem menor que a fornecida pelos outros geradores e a consumida pelas cargas (315 MW). Comparando este gráfico com o gráfico da Figura 5.2 podemos ver que as tensões em todas as barras simuladas no PSLab estão nos mesmos patamares que as simuladas no ANAREDE.

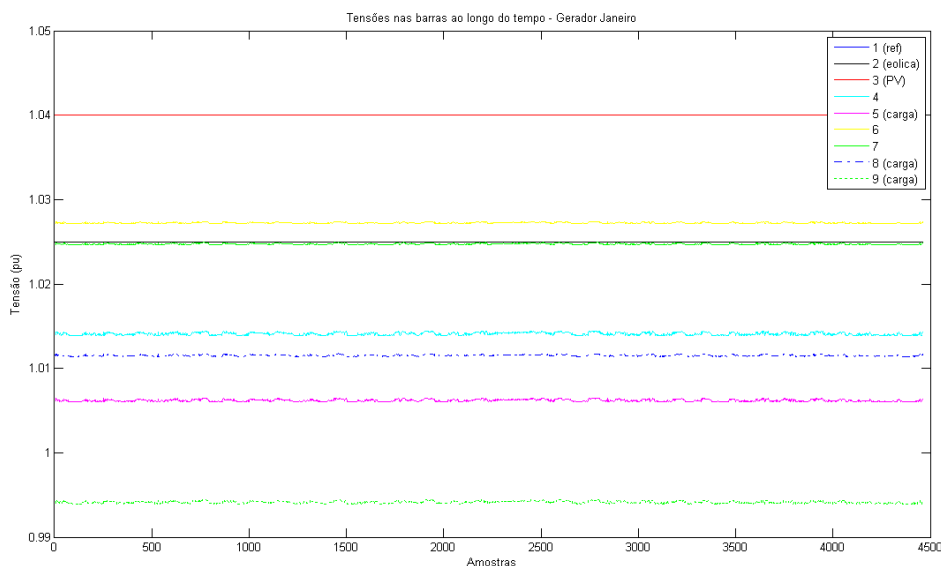


Figura 5.16 - Tensões nas barras ao longo do tempo no mês de janeiro – Gerador

O fluxo de potência nas linhas 4-5 e 4-9 são mostradas na Figura 5.17. As duas linhas estão dentro da sua capacidade de transmissão, e o fluxo de potência segue da barra 4 para a barra 5, da barra 9 para a barra 4 e não muda de sentido durante todo o mês. Comparando este gráfico com o gráfico da Figura 5.3 do ANAREDE, podemos verificar que o fluxo nas linhas segue o mesmo padrão e os fluxos estão com valores equivalentes. A linha 4-5 varia em torno de 17.5 MW e a linha 4-9 em torno de 16.5 MW.

A diferença é que no gráfico do ANAREDE os fluxos variam menos e o gráfico parece ter menor resolução. Isso se deve ao número de casas decimais depois da vírgula que foram lidas nos arquivos de saída dos dois programas, no ANAREDE são apenas uma ou zero e no PSLab são até 4 casas decimais.

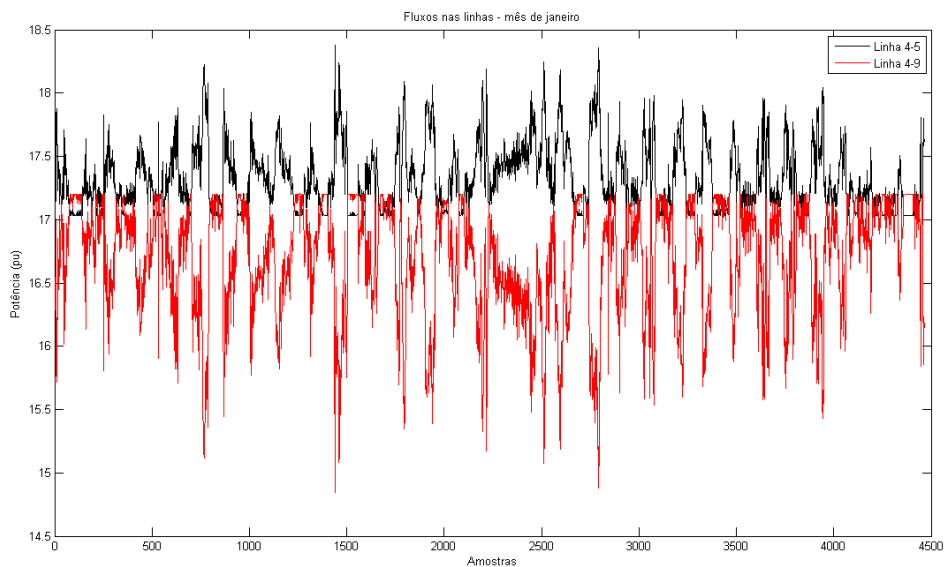


Figura 5.17 – Fluxo nas linhas 4-5 e 4-9 no mês de janeiro (1 gerador)

F) Gerador eólico ligado a rede no mês de Junho

O gráfico abaixo mostra a potência ativa gerada e a potência reativa consumida pelo aerogerador no mês de junho: Nesse mês os ventos foram mais favoráveis e a potência ativa gerada foi melhor que no mês de janeiro (até 3.9 MW). O consumo de potência reativa foi maior também (até 1.8 Mvar).

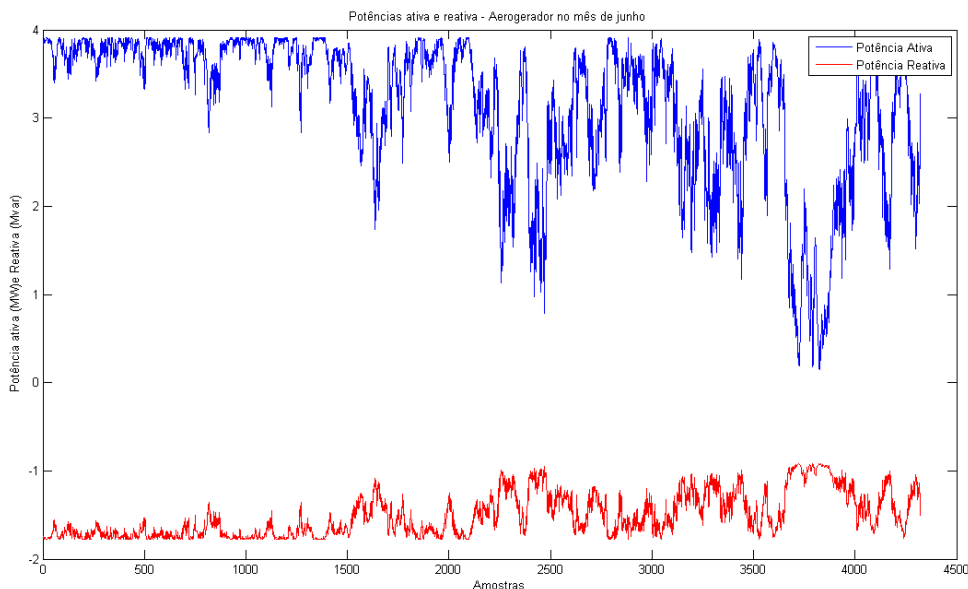


Figura 5.18 – Potências ativa e reativa no aerogerador no mês de junho

Como podemos ver no gráfico anterior, a potência ativa segue exatamente o mesmo padrão das simulações anteriores no programa ANAREDE. Já a potência reativa, que antes era desprezada, é proporcional à geração de potência ativa, quanto mais potência ativa é gerada, maior é a potência reativa demandada.

A Figura 5.19 mostra as tensões em todas as barras no mês de junho. Se compararmos este gráfico com o gráfico da Figura 5.5, podemos verificar que as tensões nas barras nos dois programas continuam em patamares semelhantes.

A Figura 5.20 mostra os fluxos nas linhas 4-5 e 4-9 que estão mais próximas do aerogerador. As duas linhas estão dentro da sua capacidade de transmissão e o fluxo de potência segue durante o mês inteiro da barra 4 para a barra 5, da barra 9 para a barra 4.

Comparando com o gráfico da Figura 5.6 do ANAREDE, podemos verificar que os dois gráficos também possuem o mesmo padrão e os fluxos estão com valores equivalentes. A linha 4-5 varia em torno de 18.25 MW e a linha 4-9 em torno de 14.75 MW no início do mês. No final do mês, quando os ventos estão um pouco menores, a linha 4-9 passa a

transmitir um pouco mais de potência da linha 9 para a linha 4 e isso pode ser visto nos gráficos dos dois programas.

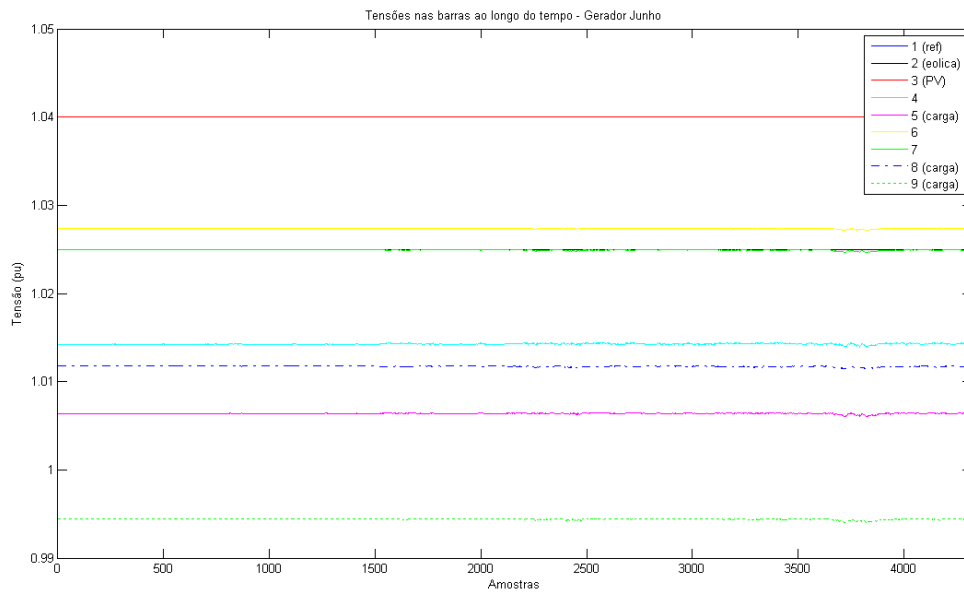


Figura 5.19 - Tensões nas barras ao longo do tempo no mês de junho – Gerador

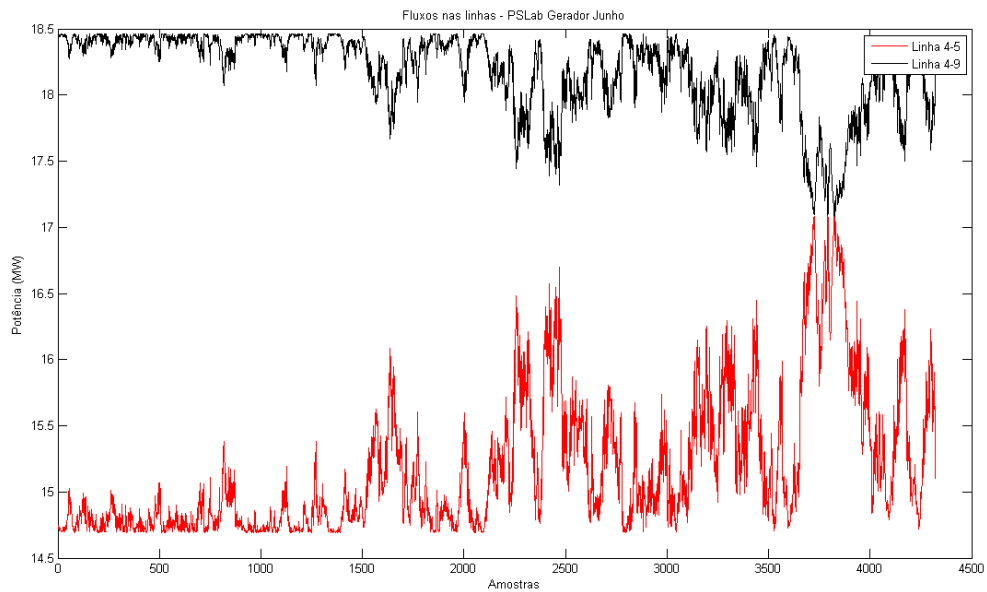


Figura 5.20 – Fluxo nas linhas 4-5 e 4-9 no mês de junho (1 gerador)

G) Parque de 20 geradores eólicos ligados a rede no mês de Janeiro

Utilizando o mesmo aerogerador equivalente para o parque eólico que nas simulações do ANAREDE, o gráfico abaixo mostra a potência ativa gerada e a potência reativa consumida no mês de janeiro pelo parque:

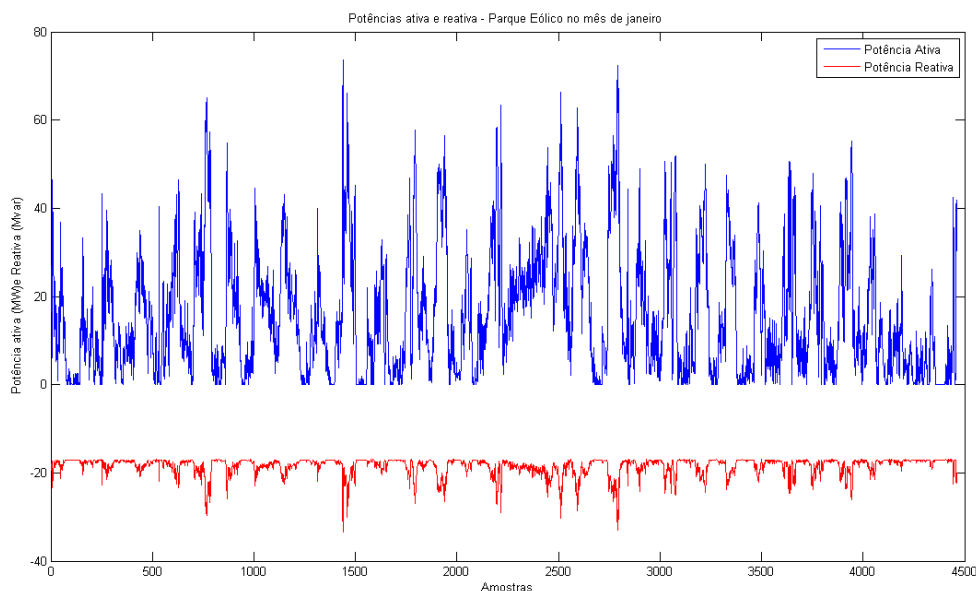


Figura 5.21 – Potências ativa e reativa no parque no mês de janeiro

A potência ativa é idêntica às simuladas no programa ANAREDE. A potência reativa consumida pelo parque foi proporcional à simulada pelo único aerogerador. A diferença é que o parque possui potência nominal bem maior que de que um único gerador ($20 \times 3.9 = 78 \text{ MW}$) e com isso seu impacto no sistema é maior. Quanto maior a potência gerada, maior o consumo de potência reativa pelos aerogeradores do parque.

O gráfico da Figura 5.22 mostra as tensões ao longo do mês. A tensão se mantém dentro dos limites aceitáveis apesar de ser mais baixa nas barras 4, 5 e 9 cujos valores estão próximos a 0.99 e 0.98pu. Em relação ao gráfico de tensões do ANAREDE (Figura 5.9) podemos dizer que as tensões que mais caíram no PSLab foram das barras 4 e 5 (quedas de 3.4 e 2.5% respectivamente). Essas barras ficam localizadas entre as barras 2 (aerogerador) e a barra 3 (PV). Ao observar os gráficos das potências reativas e das tensões, podemos ver uma clara relação entre as curvas destes gráficos. Nos momentos em que a potência reativa é maior as tensões são menores.

O gráfico da Figura 5.23 mostra o fluxo nas linhas 4-5 e 4-9. A capacidade das linhas não é violada. Quando os ventos são mais altos, o fluxo de potência que vai da barra 9 para a 4 muda de sentido e vai da barra 4 para a 9. Em relação ao gráfico de fluxos no ANAREDE

(Figura 5.10) podemos dizer que os fluxos são bem parecidos, pois os fluxos variam entre 18 e 45 MW (linha 4-5), e entre 18 e -29 MW (linha 4-9).

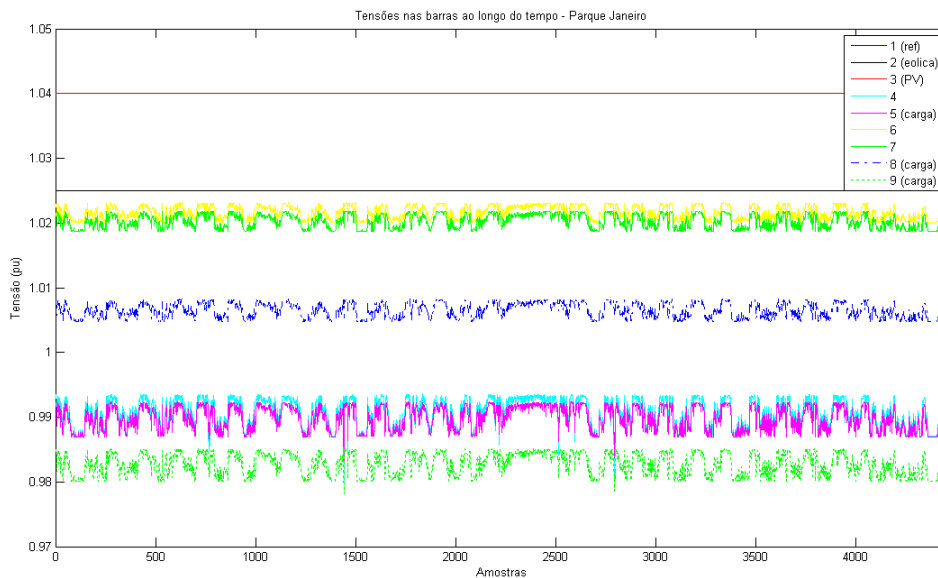


Figura 5.22 – Tensões nas barras ao longo do tempo no mês de janeiro – Parque

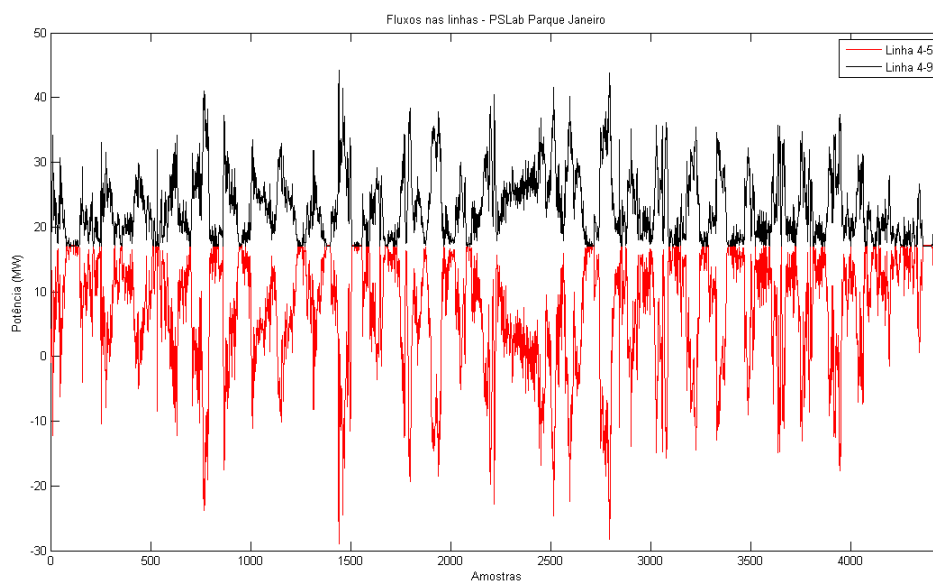


Figura 5.23 – Fluxo nas linhas 4-5 e 4-9 no mês de janeiro (Parque)

H) Parque de 20 geradores eólicos ligados à rede no mês de Junho

A forma da potência reativa gerada no mês de junho pelo parque (até 36 Mvar) é semelhante à gerada por um único gerador no mês de junho (até 1.8 Mvar), apenas 20 vezes maior. A potência ativa também é semelhante às simuladas no programa ANAREDE. O gráfico abaixo mostra a potência ativa gerada e a potência reativa consumida pelo parque:

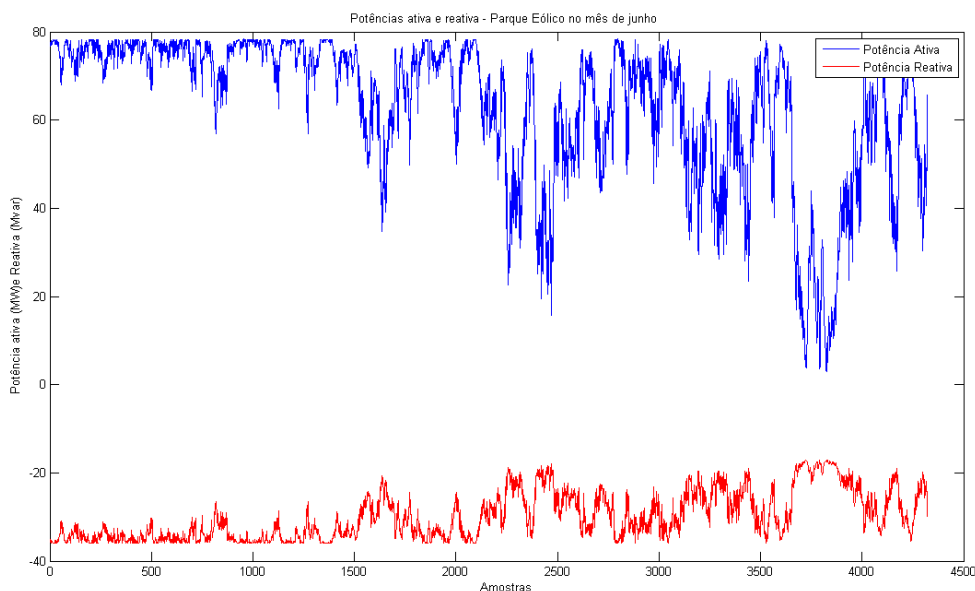


Figura 5.24 – Potências ativa e reativa no parque no mês de junho

Nesse mês os ventos foram mais favoráveis e a potência ativa gerada ficou uma boa parte do tempo em seu valor nominal (78.2 MW) e o consumo de potência reativa foi elevado. Quanto maior a potência gerada, maior a potência reativa consumida pelo parque.

O gráfico da Figura 5.25 a seguir mostra a tensão em todas as barras ao longo do mês de junho. Em todas as barras, exceto a barra 1 (referência), a barra 3 (PV) e a barra 2 (controlada), a tensão varia significativamente ao longo do mês. A curva da variação das tensões segue o padrão de variação da curva da potência reativa. Com relação ao gráfico das tensões no ANAREDE (Figura 5.13), todas as barras (exceto 1, 2 e 3) estão em tensões mais baixas na simulação do PSLab. As barras com maiores quedas foram as barras 4 e 5, que caíram de 1.01 pu e 1.02 pu para valores em torno de 0.98 pu (quedas de 3 e 4%).

O gráfico da Figura 5.26 mostra o fluxo nas linhas 4-5 e 4-9 e podemos verificar que as capacidades dessas linhas não são violadas. Este gráfico de fluxos do PSLab está bem semelhante ao do ANAREDE (Figura 5.14), pois as curvas dos fluxos estão variando da mesma maneira, na linha 4-5 entre 20 e 45 MW e na linha 4-9 entre 17 e -32 MW. O que significa que o fluxo na linha 4-9 também muda de sentido e passa a transmitir potência da

barra 9 para a barra 4 em um intervalo próximo ao final do mês, quando os ventos são menores.

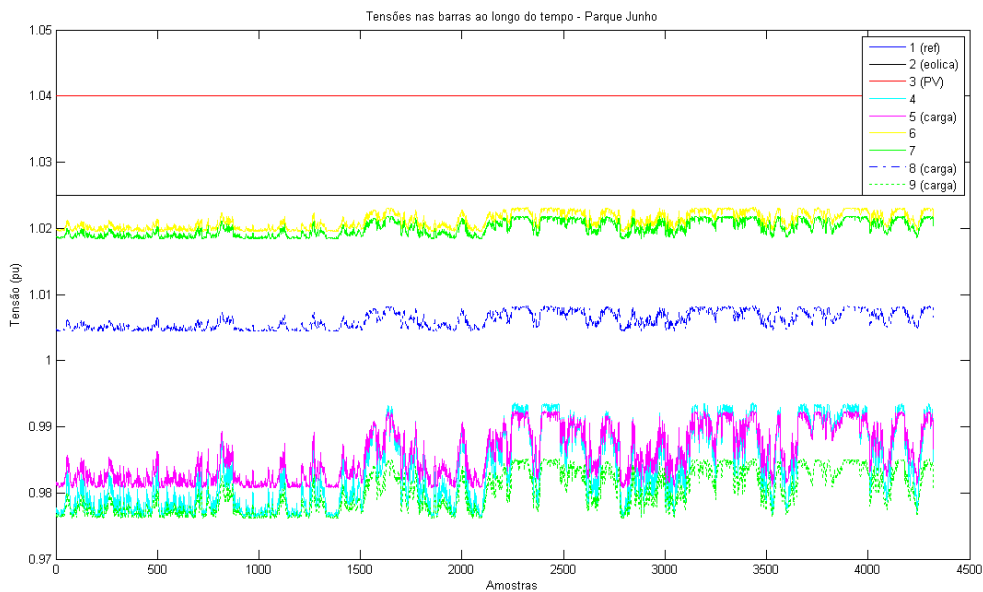


Figura 5.25 - Tensões nas barras ao longo do tempo no mês de junho – Parque

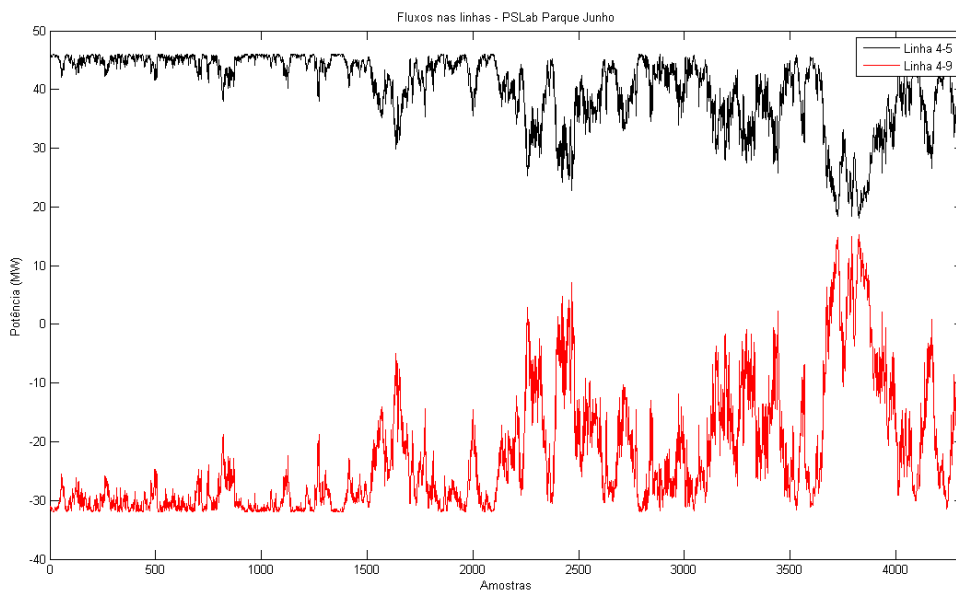


Figura 5.26 - Fluxo nas linhas 4-5 e 4-9 no mês de junho (Parque)

5.3 Resultados das Simulações no ANATEM

I) Redução de 7.5 m/s na velocidade do vento incidente no aerogerador

A velocidade inicial do vento era de 22.5 m/s e foi reduzida até 15 m/s como mostra a figura abaixo:

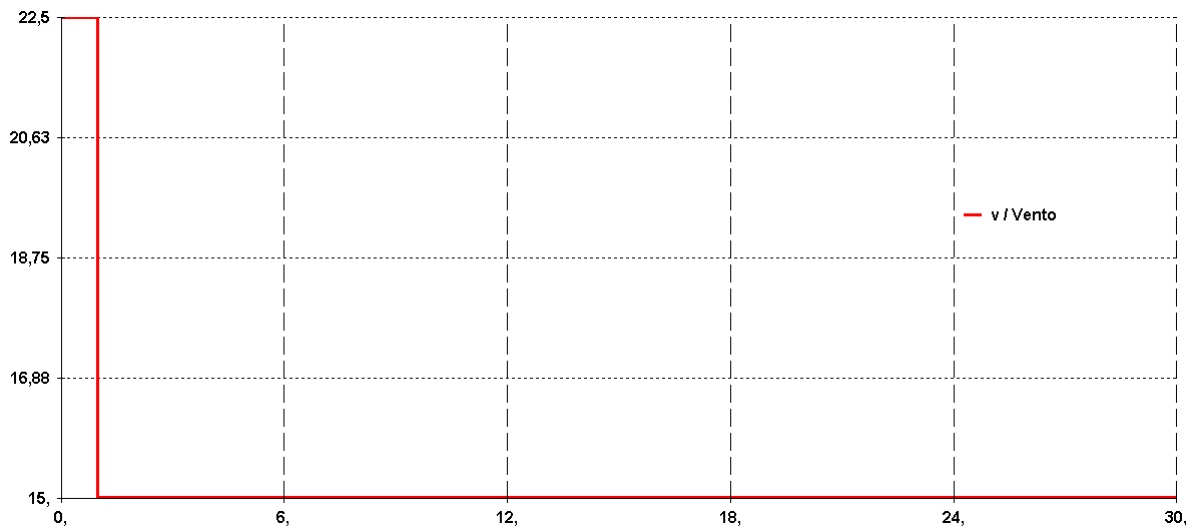


Figura 5.27 – Redução de 7.5 m/s na velocidade do vento

O gráfico da Figura 5.28 mostra a variação da potência ativa gerada e a potência reativa consumida:

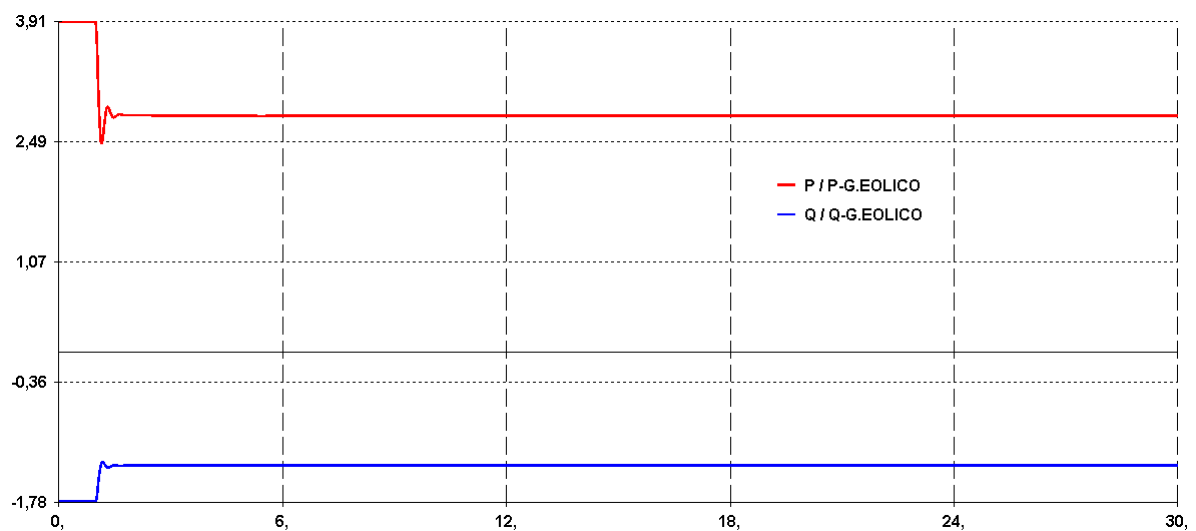


Figura 5.28 – Potência ativa (MW) e reativa (Mvar) no gerador eólico

A seguir estão os gráficos das tensões em todas as barras e as potências geradas e consumidas:

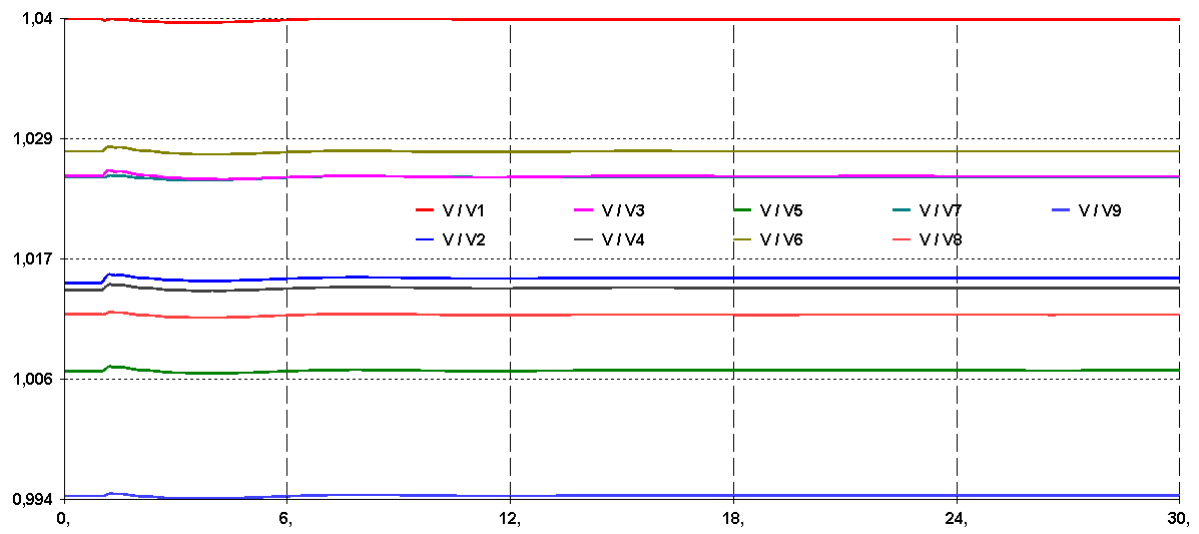


Figura 5.29 – Tensões em todas as barras

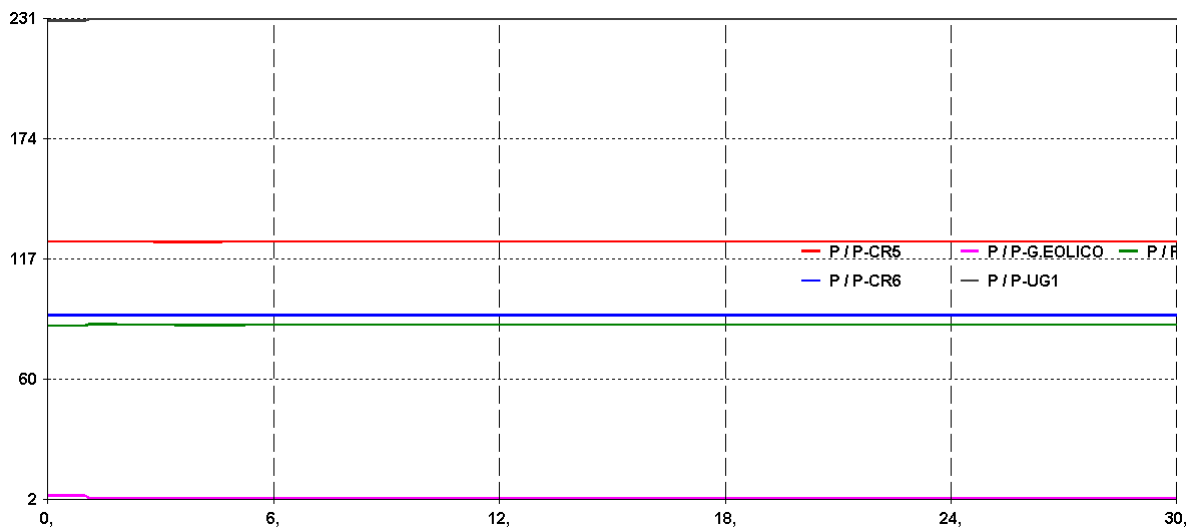


Figura 5.30 – Potências geradas em todos os geradores e consumida pelas cargas (MW)

J) Aumento de 7.5 m/s na velocidade do vento incidente no aerogerador

A velocidade inicial do vento era de 15 m/s e foi aumentada até 22.5 m/s como mostra a figura abaixo:

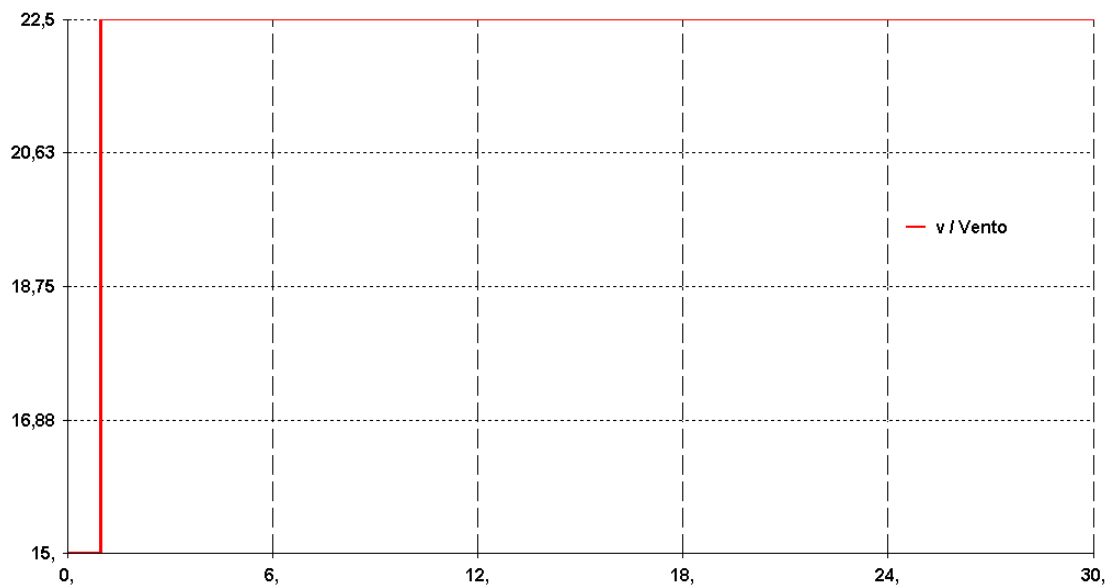


Figura 5.31 – Aumento de 7.5 m/s na velocidade do vento

A figura abaixo mostra a variação da potência ativa gerada e a potência reativa consumida no aerogerador:

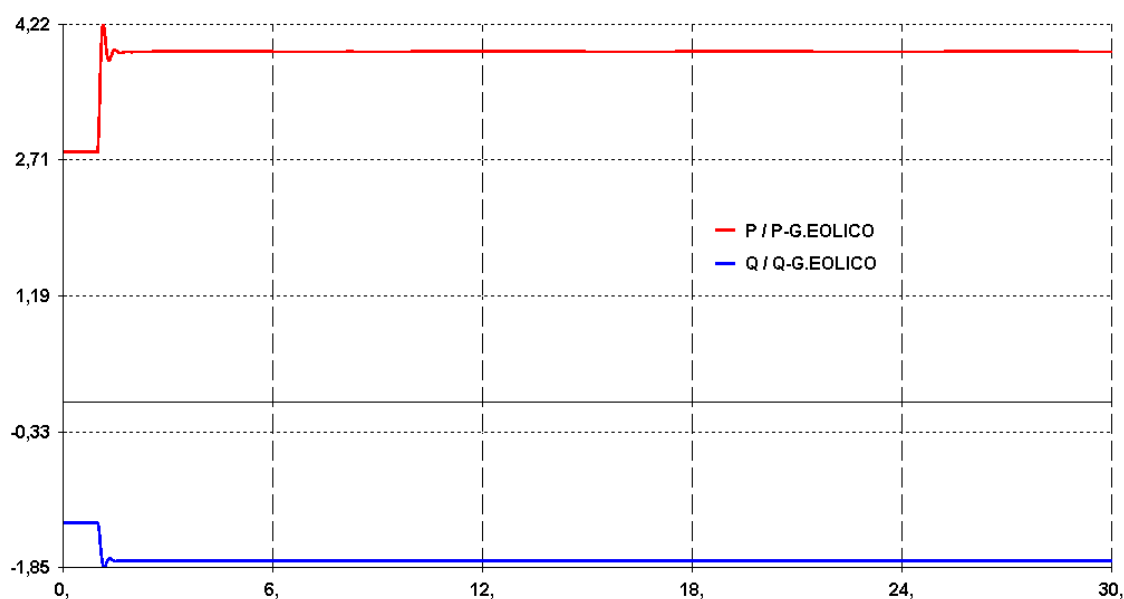


Figura 5.32 – Potência ativa (MW) e reativa (Mvar) no gerador eólico

A seguir estão os gráficos das tensões em todas as barras que mostra pouca variação ao longo do tempo:

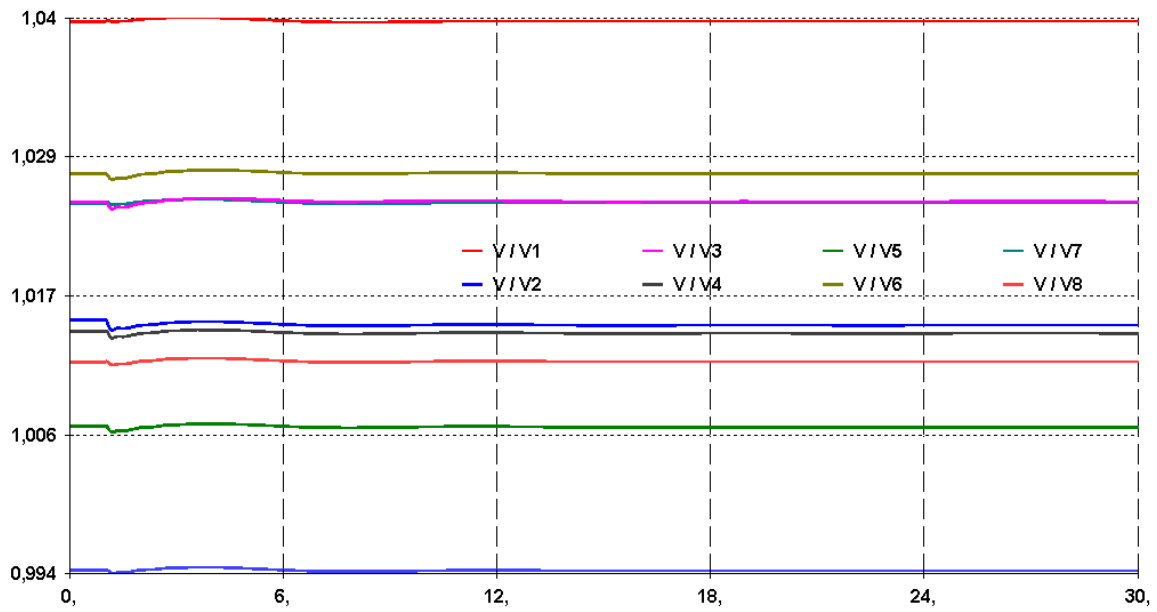


Figura 5.33 – Tensões em todas as barras (p.u.)

As potências também sofrem pouca variação como mostra a figura abaixo:

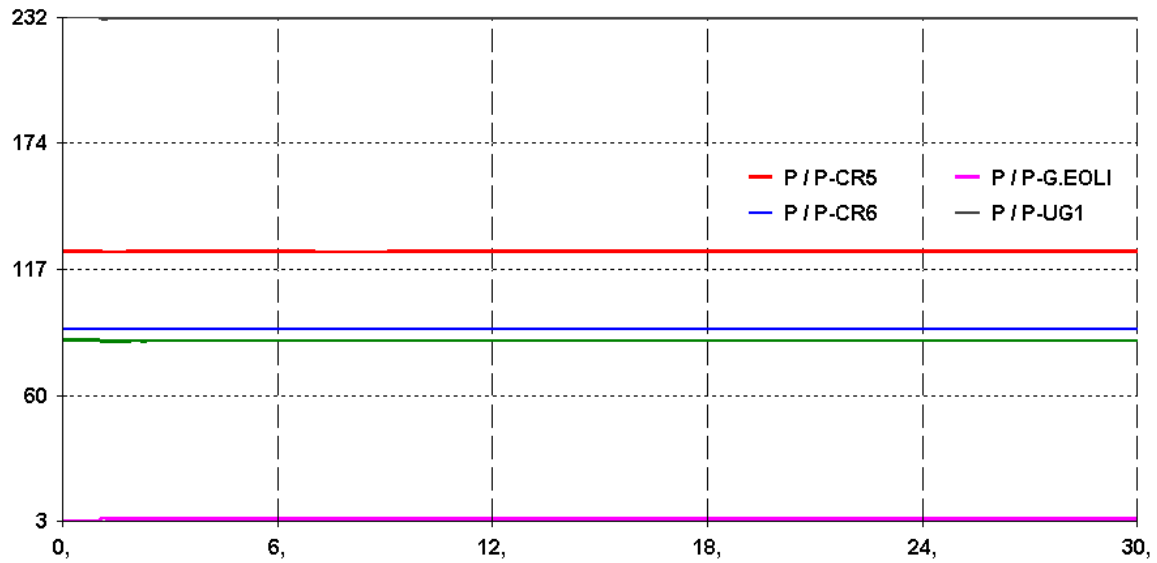


Figura 5.34 – Potências geradas em todos os geradores e consumidas pelas cargas (MW)

K) Redução de 7.5 m/s na velocidade do vento incidente no parque eólico

A velocidade inicial do vento era de 22.5 m/s e foi reduzida até 15 m/s como mostra a Figura 5.27. A figura a seguir mostra a variação no tempo das potências ativa e reativa no parque:

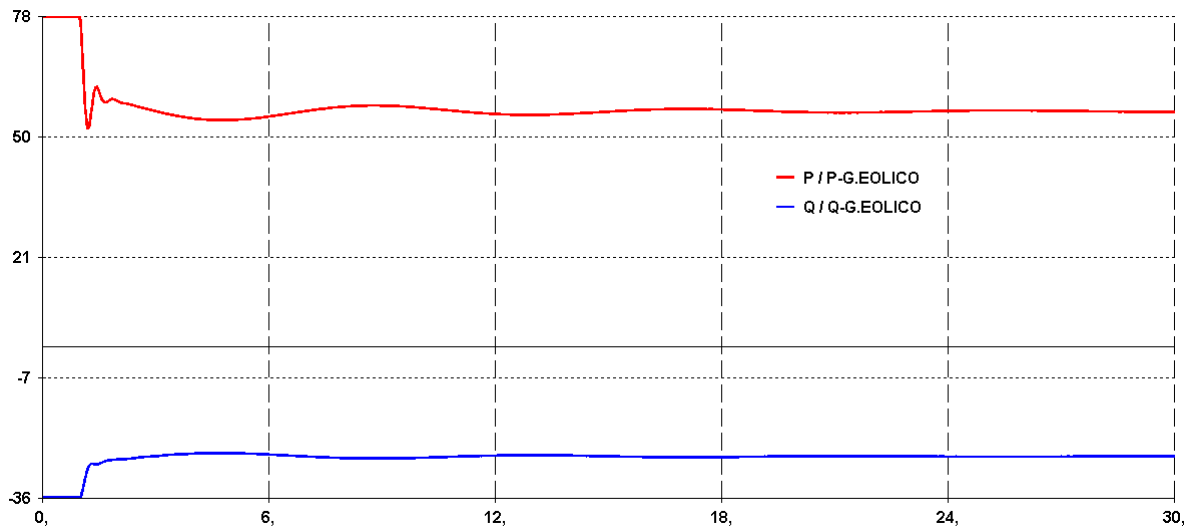


Figura 5.35 – Potências ativa (MW) e reativa (Mvar) no parque eólico

Podemos verificar no gráfico abaixo que as tensões em todas as barras no parque sofrem variações mais acentuadas ao longo do tempo comparada com a simulação de apenas um aerogerador conectado.

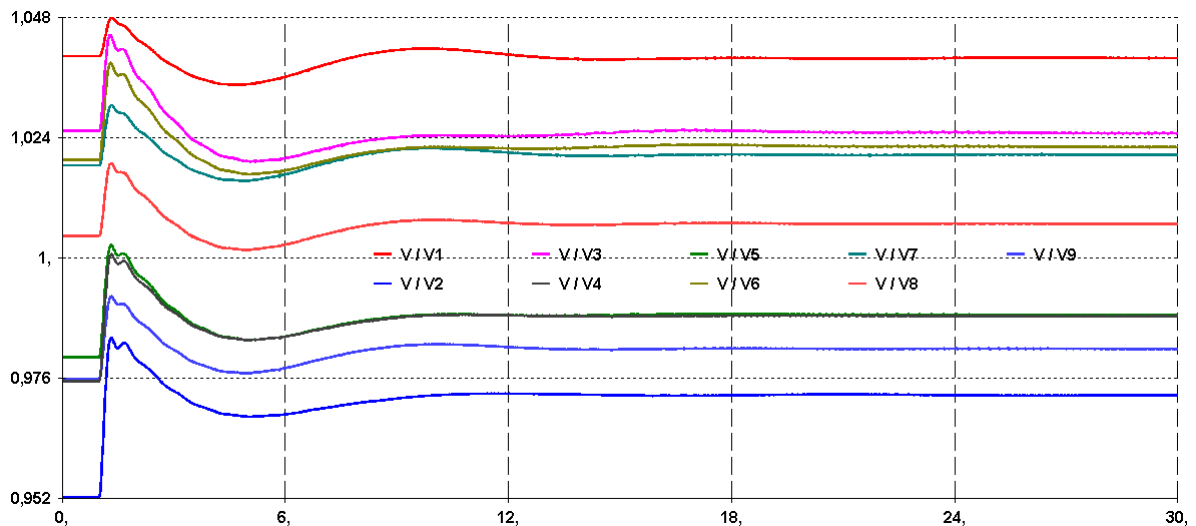


Figura 5.36- Tensões em todas as barras (p.u.)

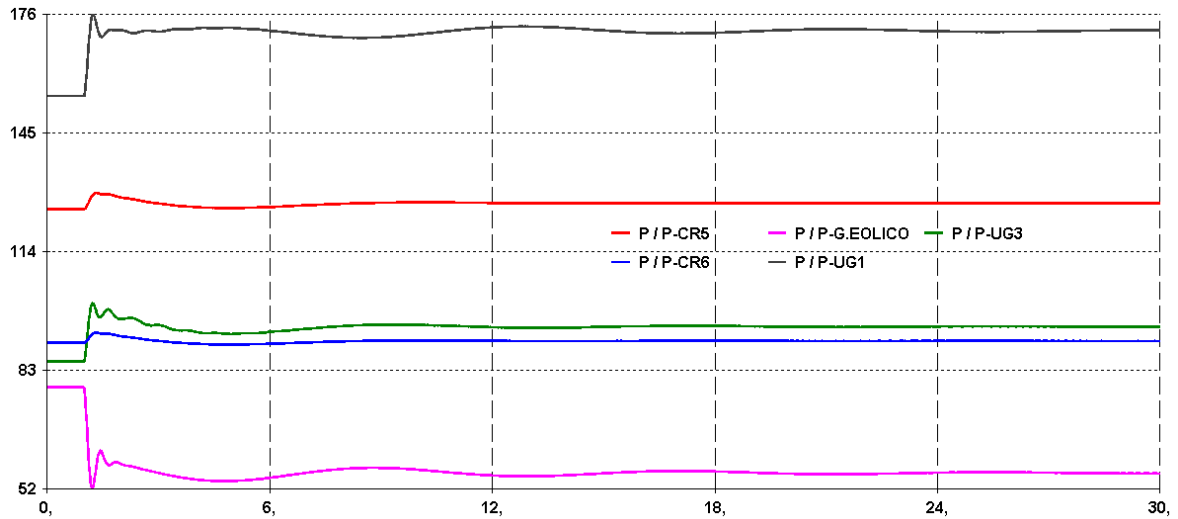


Figura 5.37 – Potências geradas em todos os geradores e consumidas pelas cargas (MW)

L) Aumento de 7.5 m/s na velocidade do vento incidente no parque eólico

A velocidade inicial do vento era de 15 m/s e foi aumentada até 22.5 m/s como mostra a Figura 5.31. O gráfico abaixo mostra a variação ao longo do tempo da potência ativa e reativa no parque eólico:

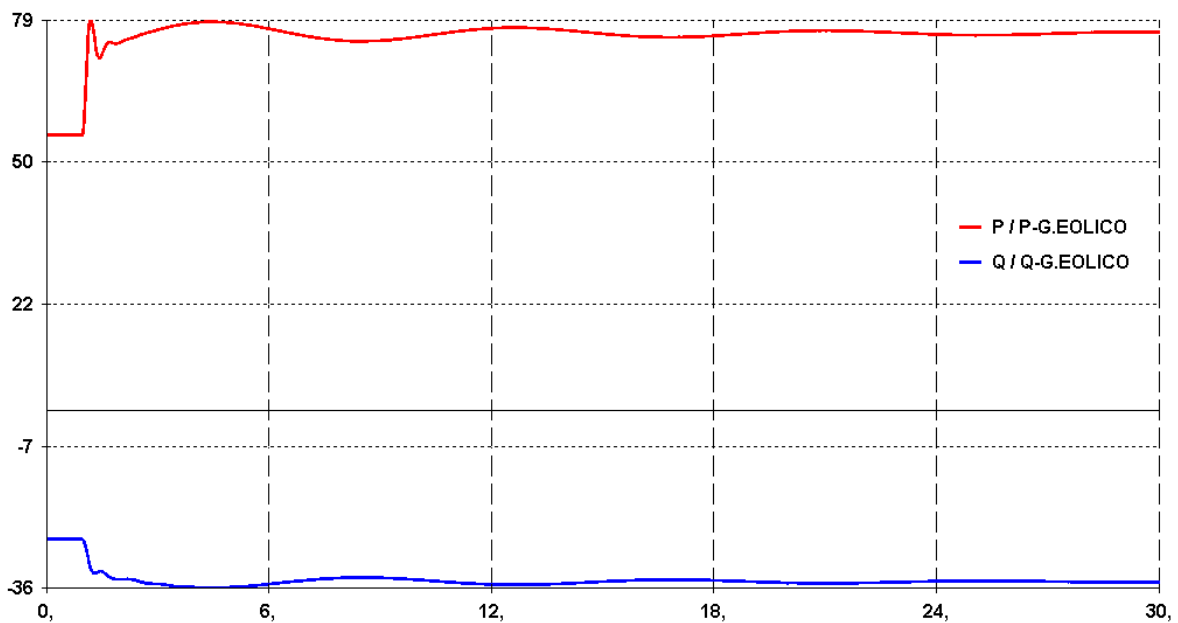


Figura 5.38 – Potências ativa (MW) e reativa (Mvar) no parque eólico

As tensões em todas as barras sofrem variações como mostra a figura a seguir:

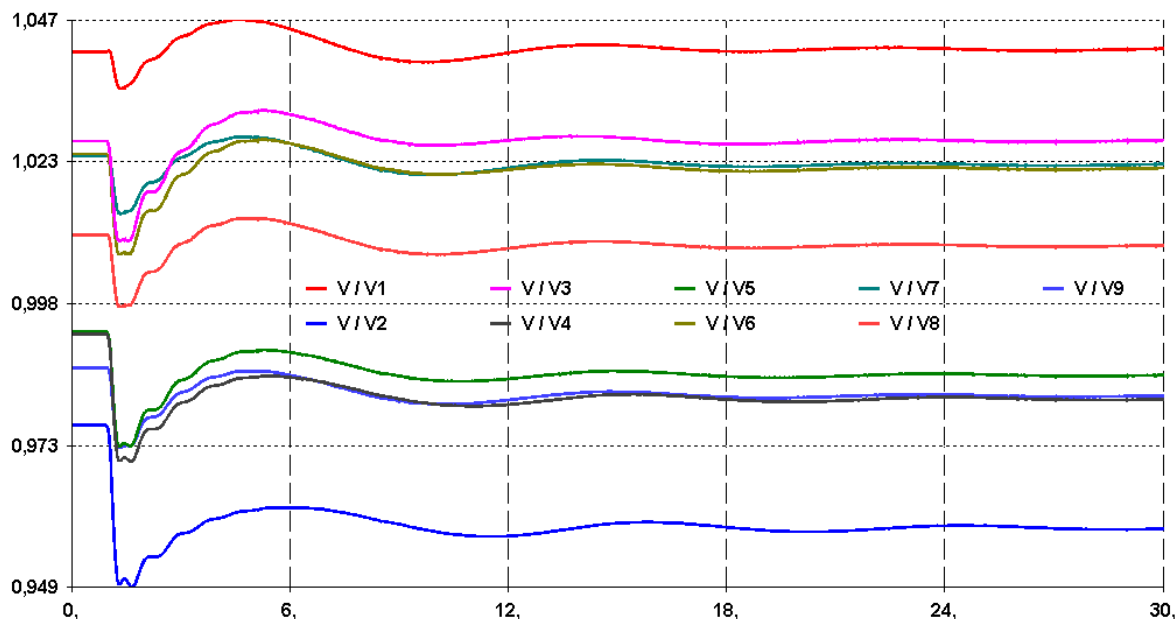


Figura 5.39 – Tensões em todas as barras (p.u.)

As potências geradas e consumidas estão no gráfico abaixo:

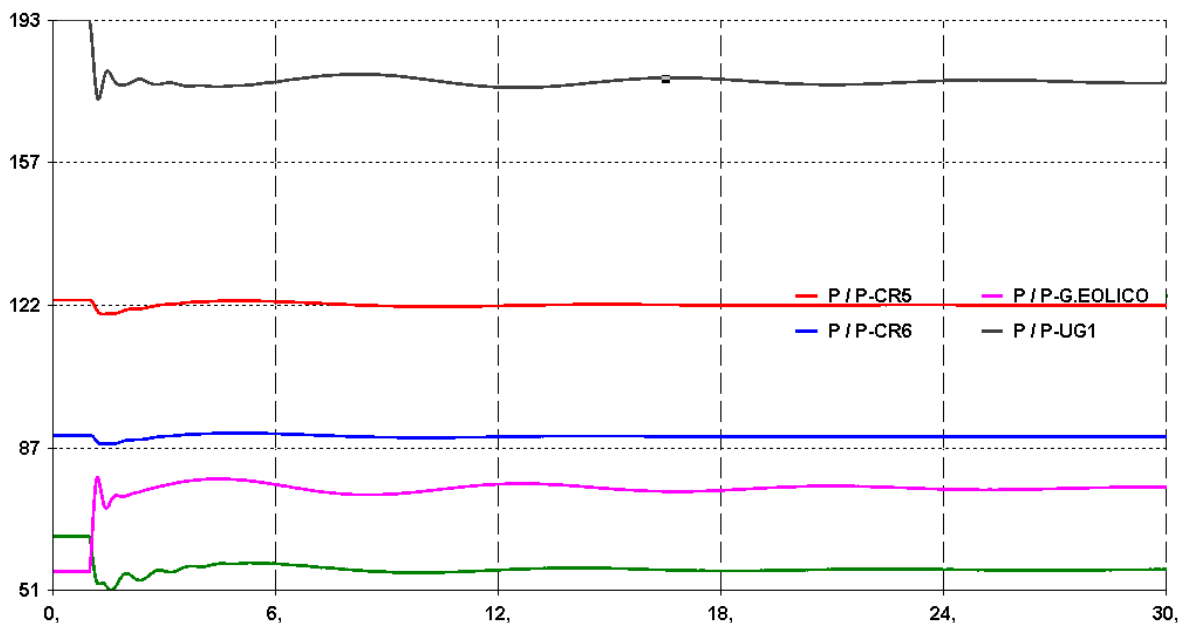


Figura 5.40 – Potências geradas em todos os geradores e consumidas pelas cargas (MW)

A Tabela 5.1 a seguir mostra os valores iniciais e finais de todas as tensões da rede e também os valores das potências ativa e reativa na barra do aerogerador para todos os casos. Podemos ver que os valores iniciais do degrau positivo são iguais aos valores finais do degrau negativo e vice-versa. Algumas pequenas diferenças estão na terceira casa decimal. Para o caso de apenas um gerador, as tensões iniciais são iguais às finais sempre, pois o aerogerador não modifica tanto assim o sistema. Mas no caso do parque eólico, algumas tensões mudam

de patamar depois da rajada de vento. Por exemplo a barra 9, onde a tensão cai de 0.974 pu para 0.952 pu com o degrau positivo na velocidade do vento. As maiores variações foram nas barras 4, 5 e 9.

A potência gerada pelo aerogerador com um vento incidente de 22.5 m/s é 3.91 MW e a potência gerada pelo parque é 20 vezes esse valor, logo 78.2 MW. Com a velocidade de vento de 15 m/s a potência gerada pelo aerogerador é 2.79 MW (Tabela 3.2) e a potência do parque é 55.8 MW ($20 \times 2.79 \text{ MW} = 55.8 \text{ MW}$). A potência reativa consumida também é 20 vezes maior no parque.

O aumento de 50% na velocidade do vento implica no aumento de 40% da potência gerada pelo aerogerador (ou pelo parque) e numa variação máxima de tensão de 2.25% (na barra 9). A redução de 33.3% na velocidade do vento implica na redução de 28% da potência gerada e numa variação máxima de tensão de 2.31% (na barra 9).

Durante a transição entre as velocidades o aerogerador ultrapassa a potência máxima gerada por um instante. Isso se deve ao modelo do ANATEM, pois a curva de desempenho da máquina varia com a velocidade do vento e a velocidade de rotação da turbina. A carga também varia pois é modelada por uma impedância constante.

Tabela 5.1 – Valores iniciais e finais das tensões (pu) da rede e das potências do aerogerador (MW)

	1 Gerador				Parque 20 Geradores			
	Degrau Positivo		Degrau Negativo		Degrau Positivo		Degrau Negativo	
	Inicial	Final	Inicial	Final	Inicial	Final	Inicial	Final
Peólico	2.79	3.91	3.91	2.79	55.8	78.2	78.2	55.8
Qeólico	-1.35	-1.78	-1.78	-1.35	-26.3	-35.9	-36	-26.3
V ₁	1.04	1.04	1.04	1.04	1.04	1.04	1.04	1.04
V ₂	1.015	1.015	1.015	1.015	0.985	0.977	0.976	0.981
V ₃	1.024	1.024	1.024	1.024	1.026	1.026	1.026	1.026
V ₄	1.014	1.014	1.014	1.014	0.992	0.978	0.977	0.992
V ₅	1.006	1.006	1.006	1.006	0.992	0.985	0.985	0.992
V ₆	1.027	1.027	1.027	1.027	1.023	1.022	1.021	1.023
V ₇	1.024	1.024	1.024	1.024	1.023	1.022	1.021	1.022
V ₈	1.011	1.011	1.011	1.011	1.009	1.006	1.006	1.009
V ₉	0.994	0.994	0.994	0.994	0.974	0.952	0.952	0.974

6 Conclusões

Neste trabalho foram realizadas simulações em regime estacionário com modelos diferentes em dois programas, ANAREDE e PSLab. Nos dois programas a injeção de potência ativa dos geradores eólicos é sempre a mesma, mas apenas o PSLab considera a potência reativa consumida pelo gerador de indução. A representação do ANAREDE é bem mais simplificada que o PSLab, pois o consumo de potência reativa tem como consequência reduções significativas nas tensões da rede. Essas reduções foram observadas em quase todas as barras do sistema, mas em duas barras a redução foi maior (3 % na barra 4 e 4 % de queda na barra 5). Todas as tensões nos dois programas continuaram dentro de uma faixa de segurança ($0.95 \text{ pu} < v < 1.05 \text{ pu}$). As simulações realizadas com o programa PSLab mostram com mais precisão o comportamento das tensões do sistema do que as simulações do ANAREDE.

Os fluxos de potência ativa nos dois programas foram bem semelhantes nas simulações dos parques de 20 aerogeradores, porém percebe-se uma diferença na resolução dos gráficos nas simulações com um único aerogerador no programa ANAREDE.

O programa PSLab já fornece resultados gráficos imediatos ao final da simulação e podem ser manipulados com facilidade. Já no programa ANAREDE, os dados foram coletados de um arquivo texto de saída e em seguida organizados em gráficos. A entrada de dados no ANAREDE é mais trabalhosa e demorada que no PSLab, mas a falta de documentação do programa PSLab dificulta um pouco a sua utilização e a descoberta de novas funcionalidades. Também não se sabe com precisão os modelos que estão sendo utilizados internamente no programa. A documentação do ANAREDE é bem completa e os manuais ajudam a descobrir novas funções e a contornar dificuldades.

È possível exportar os sistemas do PSLab para o ANAREDE, mas durante a importação de sistemas do ANAREDE para o PSLab foram encontrados alguns problemas. Também houve dificuldade para fazer os gráficos de outras grandezas no PSLab, como o ângulo da tensão por exemplo. A precisão dos resultados no PSLab foi maior que a encontrada nas simulações do ANAREDE, pois os dados lidos no arquivo de saída do ANAREDE possuíam apenas uma casa decimal depois da vírgula. Cada programa possui seus pontos positivos e negativos, mas os dois podem ser utilizados para uma primeira aproximação do comportamento do aerogerador ligado diretamente à rede.

A realização de simulações utilizando programas de fluxo de potência dos perfis de tensão em todas as barras é muito importante para verificar a conformidade com os níveis de segurança da rede. Caso a simulação da tensão da rede indicar perfis de tensão fora dos padrões, algumas ações devem ser consideradas como:

- Instalação de transformadores com regulação em carga;
- Instalação de bancos de capacitores variáveis e controláveis;
- Reajuste de taps dos transformadores instalados;
- Ajuste da potência reativa fornecida localmente;
- Reforço da rede elétrica;
- Desligamento das centrais eólicas em condições especiais [2].

As simulações realizadas no programa ANATEM apenas mostram como o sistema se estabiliza depois de mudanças entre patamares de velocidade do vento. Tempestades e rajadas muito fortes de vento podem tornar o sistema instável e também danificar os equipamentos. Para evitar esses problemas, medidas de segurança como a desconexão das turbinas precisam ser tomadas.

6.1 Recomendações para Trabalhos Futuros

Esse trabalho desconsidera muitos fatores que influenciam na geração eólica e na conexão com a rede para realizar uma primeira aproximação do comportamento do aerogerador.

Muitas outras análises precisam ser realizadas antes da instalação de uma central eólica. Neste trabalho foi realizada apenas uma avaliação da operação em regime estacionário, em outros trabalhos poderiam ser feitas análises como a avaliação da operação em regime dinâmico e transitório, por exemplo.

A análise dinâmica realizada neste trabalho foi bastante simplificada, pois considerava apenas um degrau na velocidade do vento. Rajadas de vento e turbulências também podem ser incluídas em futuras simulações.

Outros tipos de geradores podem ser considerados em outros trabalhos, como geradores síncronos ou de ímã permanente (este utilizado para pequenas cargas). O tipo de conexão influencia bastante a transferência de potência, pois para um melhor aproveitamento da potência dos ventos e menor impacto na rede elétrica podem ser utilizados conversores eletrônicos de potência nas mais diversas configurações.

7 Referências Bibliográficas

- [1] P.M. Anderson ,A.A. Fouad, “*Power System Control and Stability*”, Iowa State University Press,1977.
- [2] CBEE, “*Guia de Projeto Elétrico de Centrais Eólicas – Volume 1 - Projeto Elétrico e Impacto de Centrais Eólicas na Rede Elétrica*”, Centro Brasileiro de Energia Eólica, Pernambuco, 2003. site: www.eolica.com.br
- [3] Silva, M. S.; Schawarz, H.; Pfeiffer, K.; Roman, H.; Dorendorf, S., “*Analysis of Dynamic Load Flow Behavior for the East Germany Winds Parks Integration*”, 2006.
- [4] Malta, C. S., “*Estudos de Séries Temporais de Vento Utilizando Análises Estatísticas e Agrupamento de Dados*”, Trabalho de Conclusão de Curso, DEE, UFRJ, 2009.
- [5] Dutra, R., “*Energia Eólica – Princípios e Tecnologias*”, CRESESB, Cepel, 2009.
- [6] CEPTEL, 2001. “*Atlas do Potencial Eólico Brasileiro*”. Ed. CEPTEL, Rio de Janeiro, RJ.
- [7] CEPTEL, Centro de Pesquisas de Energia Elétrica, site: www.cepel.br
- [8] Portal São Francisco, “*Energia Eólica e Meio Ambiente*”, site: www.portalsaofrancisco.com.br/alfa/meio-ambiente-energia-eolica
- [9] SONDA - Sistema de Organização Nacional de Dados Ambientais
<http://sonda.cptec.inpe.br/basedados/triunfo.html>
- [10] Leite, A. P., “*Modelagem de Fazendas Eólicas para Estudo de Confiabilidade*” Tese de Mestrado, COPPE, UFRJ, 2005.
- [11] ANEEL, Agência Nacional de Energia Elétrica, site: <http://www.aneel.gov.br/>

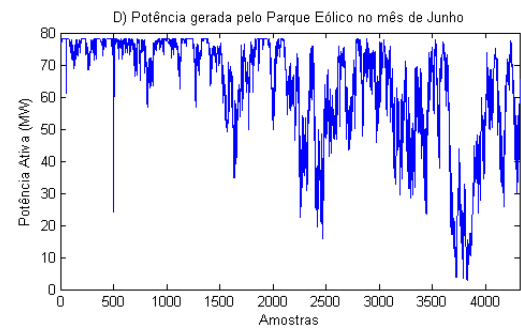
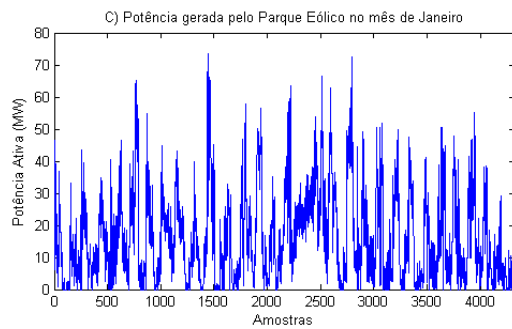
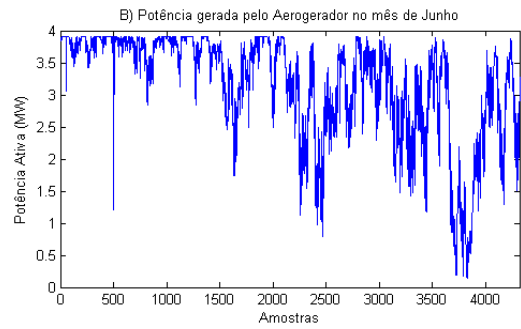
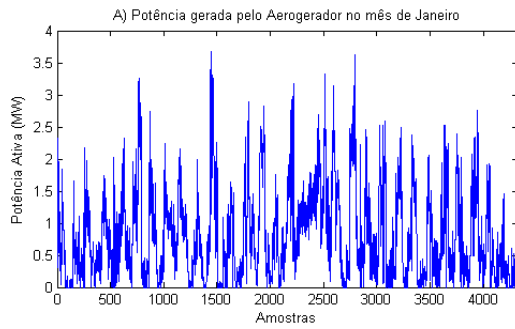
[12] ANAREDE, Programa de Análise de Redes, “*Manual do Usuário*”, CEPEL, 2009.

[13] ANATEM, Análise de Transitórios Eletromecânicos, “*Manual do Usuário*”, CEPEL, 2009.

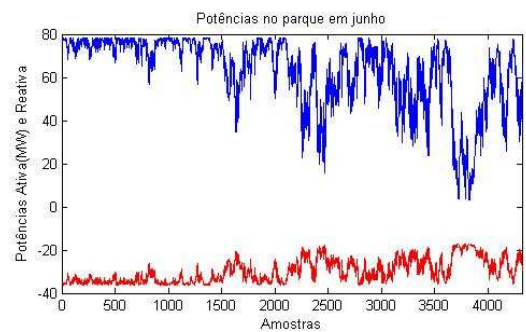
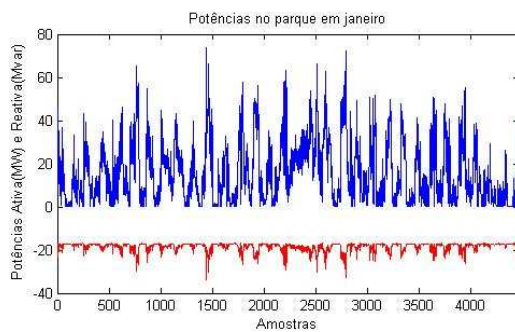
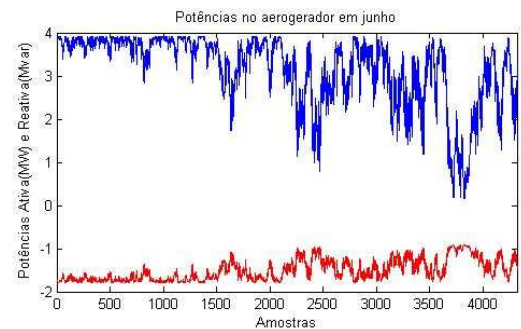
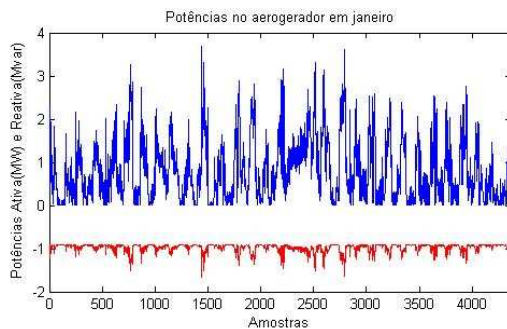
[14] PSLab[®] / PowerSysLab Engenharia e Sistemas Ltda. Sistema Integrado para Simulação e Análise de Redes Elétricas Versão 1.0 – Abril/2009. “*Manual do usuário*”. Abril 2009.

8 Anexo A

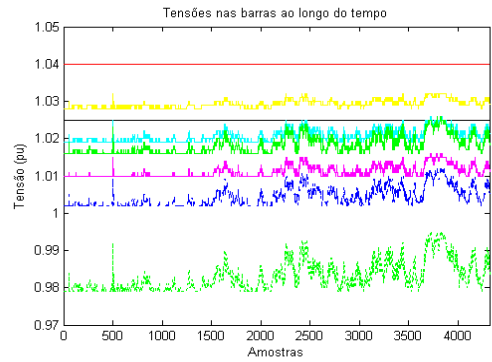
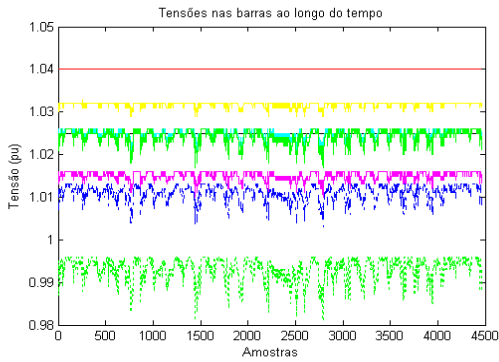
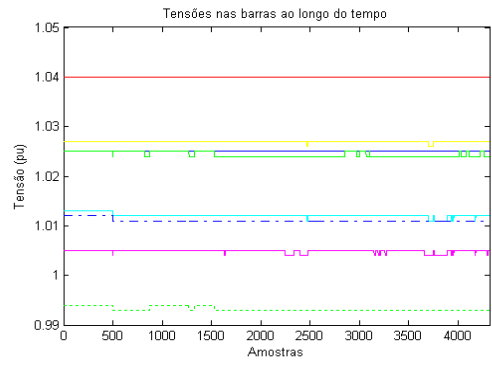
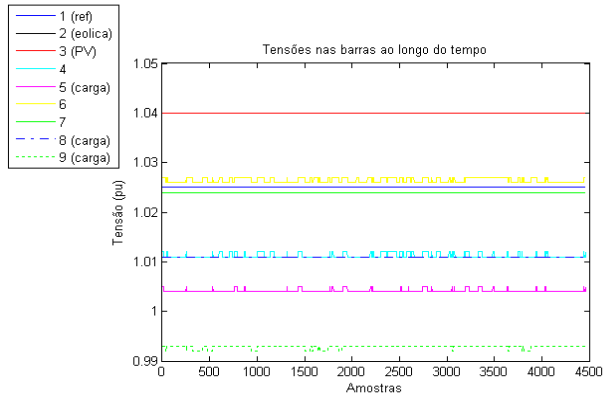
Comparação entre as potências geradas nos meses de janeiro e junho - ANAREDE



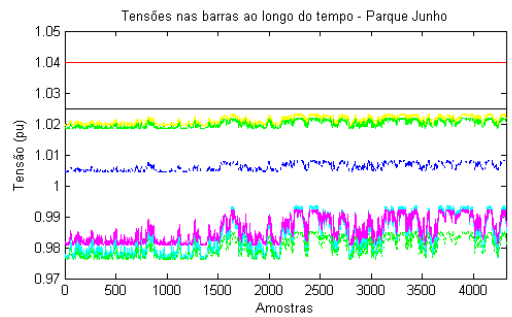
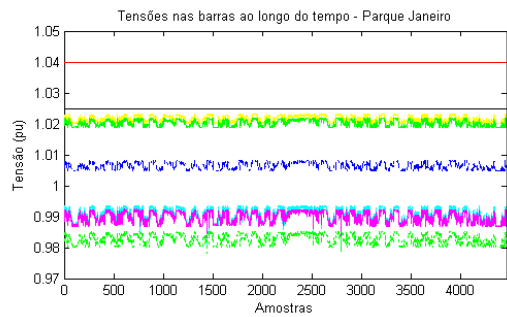
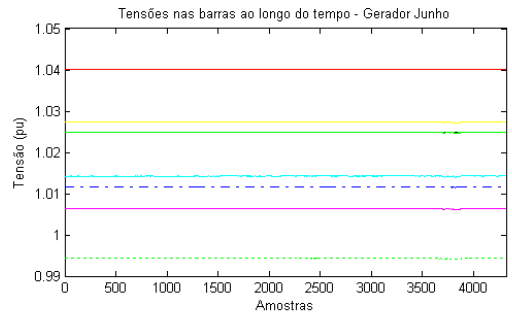
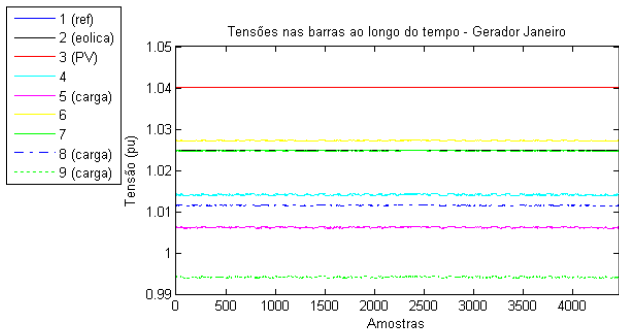
Comparação entre as potências geradas nos meses de janeiro e junho - PSlab



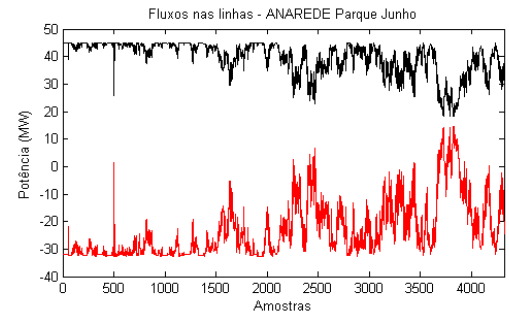
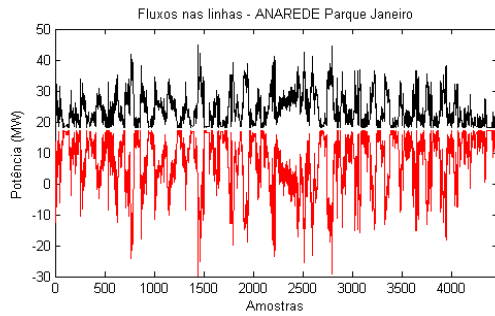
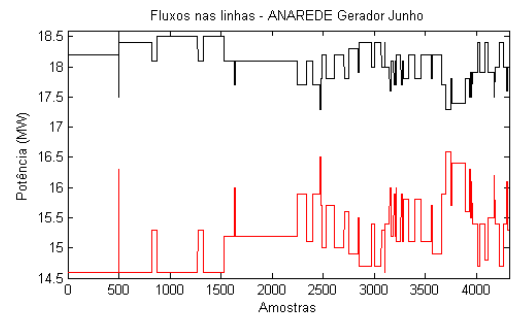
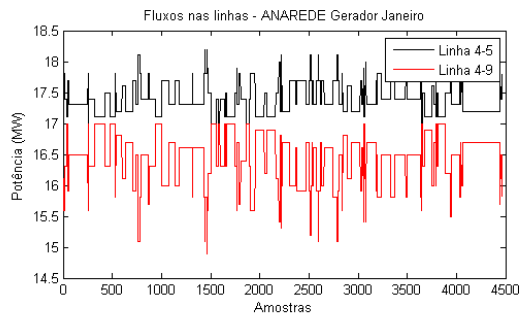
Comparação entre as tensões ao longo do tempo nos meses de janeiro e junho - ANAREDE



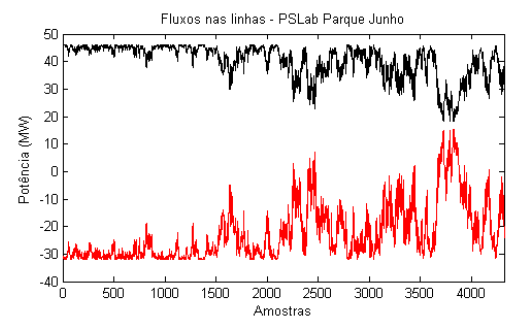
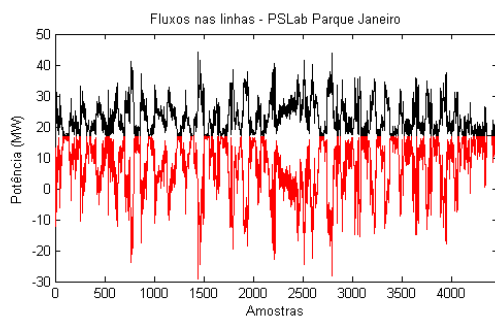
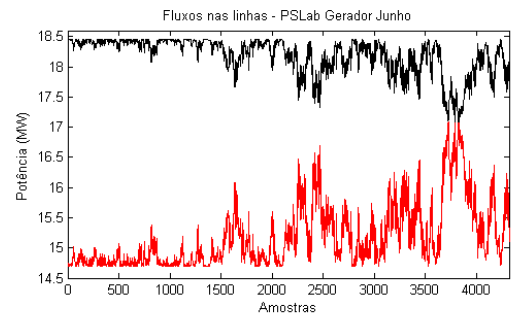
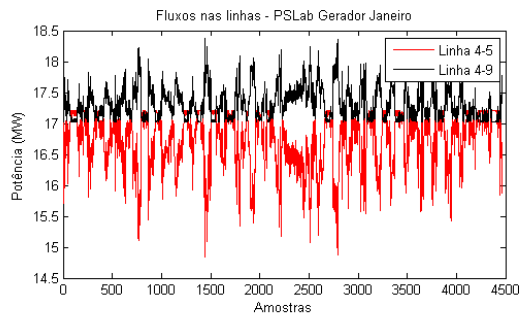
Comparação entre as tensões ao longo do tempo nos meses de janeiro e junho - PSLab



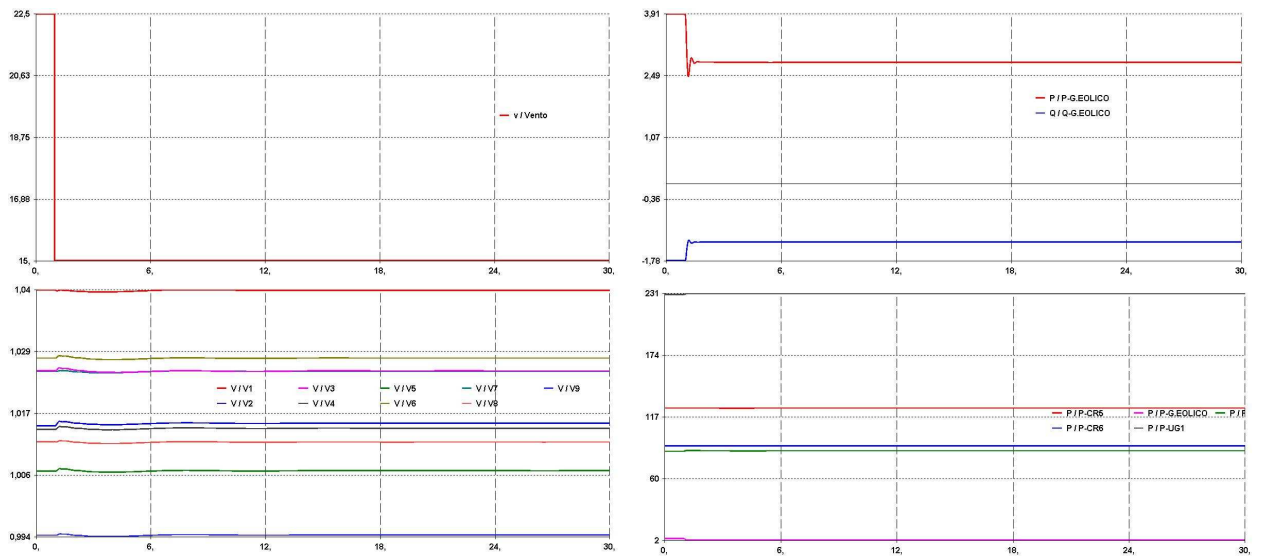
Comparação entre os fluxos nas linhas 4-5 e 4-9 nos meses de janeiro e junho - ANAREDE



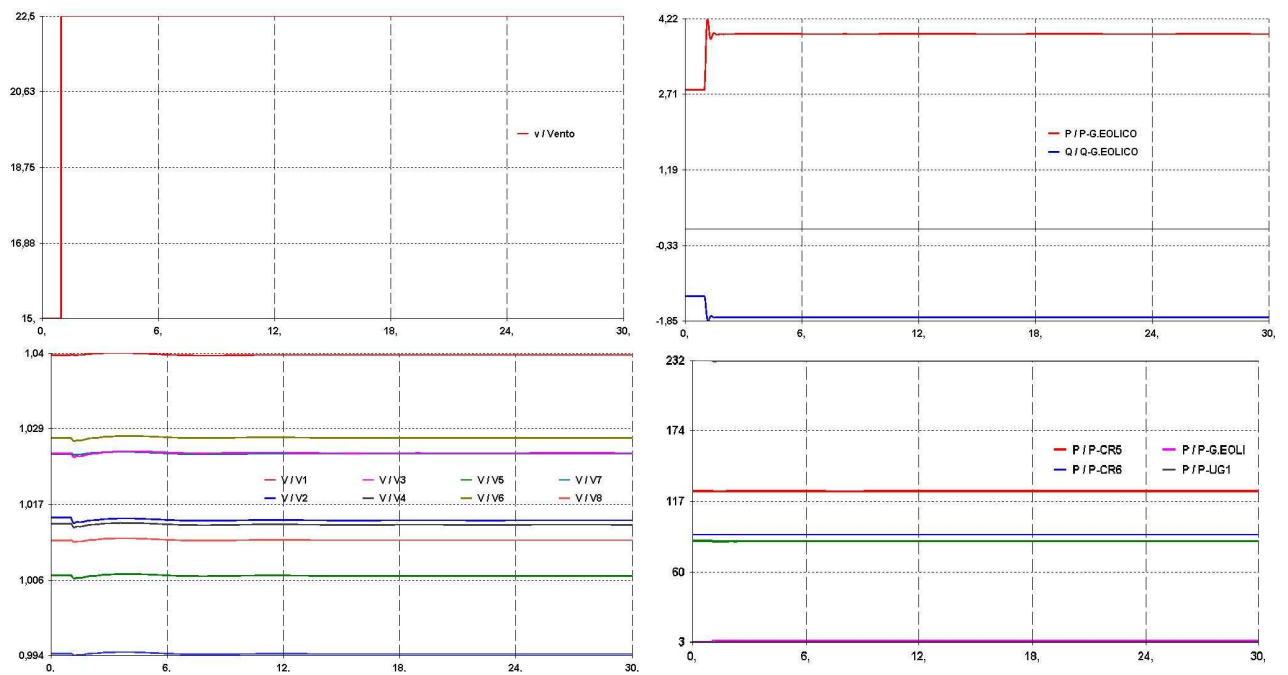
Comparação entre os fluxos nas linhas 4-5 e 4-9 nos meses de janeiro e junho - PSLab



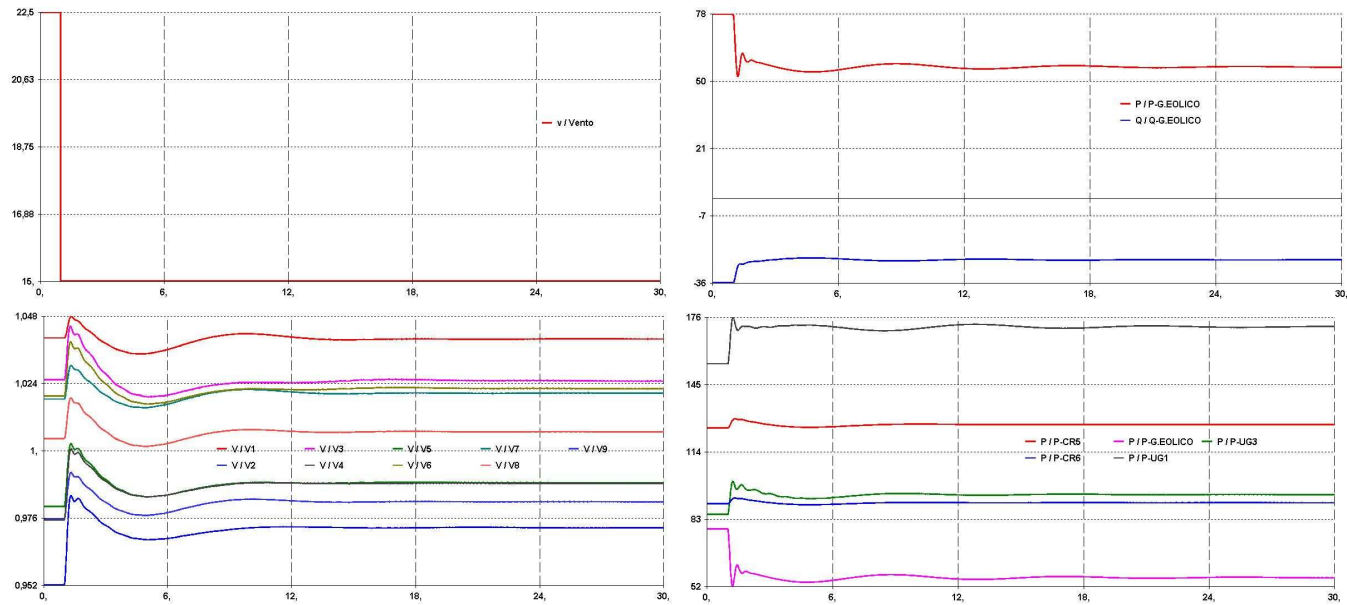
Gráficos do ANATEM – Redução da velocidade do vento – 1 gerador



Gráficos do ANATEM – Aumento da velocidade do vento – 1 gerador



Gráficos do ANATEM – Redução da velocidade do vento – Parque



Gráficos do ANATEM – Aumento da velocidade do vento – Parque

