

UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO SUL
ESCOLA DE ENGENHARIA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA

RÉGIS EVANDRO HENKE

PROJETO DE DIPLOMAÇÃO

**ANÁLISE DA INTEGRAÇÃO DE PARQUES EÓLICOS AO
SISTEMA ELÉTRICO DE POTÊNCIA**

Porto Alegre

2011

UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO SUL
ESCOLA DE ENGENHARIA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA

ANÁLISE DA INTEGRAÇÃO DE PARQUES EÓLICOS AO SISTEMA ELÉTRICO DE POTÊNCIA

Projeto de Diplomação apresentado ao Departamento de Engenharia Elétrica da Universidade Federal do Rio Grande do Sul, como parte dos requisitos para Graduação em Engenharia Elétrica.

ORIENTADOR: Roberto Chouhy Leborgne

Porto Alegre

2011

UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO SUL
ESCOLA DE ENGENHARIA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA

RÉGIS EVANDRO HENKE

ANÁLISE DA INTEGRAÇÃO DE PARQUES EÓLICOS AO SISTEMA ELÉTRICO DE POTÊNCIA

Este projeto foi julgado adequado para fazer jus aos créditos da Disciplina de “Projeto de Diplomação”, do Departamento de Engenharia Elétrica e aprovado em sua forma final pelo Orientador e pela Banca Examinadora.

Orientador: _____

Prof. Dr. Roberto Chouhy Leborgne, UFRGS

Doutor pela Chalmers University of Technology – Gothenburg, Suécia

Banca Examinadora:

Prof. Dr. Roberto Chouhy Leborgne, UFRGS

Doutor pela Chalmers University of Technology – Gothenburg, Suécia

Msc. Renato Gonçalves Ferraz, UFRGS

Mestre pela Universidade Federal do Rio Grande do Sul – Porto Alegre, Brasil

Msc. Roberto José Cabral, UFRGS

Mestre pela Universidade Federal do Rio Grande do Sul – Porto Alegre, Brasil

Porto Alegre, dezembro de 2011.

DEDICATÓRIA

Dedico este trabalho à minha família, pela força, incentivo e apoio incondicional em todos os momentos.

AGRADECIMENTOS

A Deus pela provisão e segurança.

Aos pais pelo apoio e incentivo.

Aos colegas pela amizade e companheirismo durante o curso.

À Universidade Federal do Rio Grande do Sul e a todos os professores e colegas que, de alguma forma, contribuíram para a elaboração deste trabalho.

RESUMO

Este trabalho tem como objetivo analisar o impacto no sistema elétrico de potência do Rio Grande do Sul causado pela integração de novos parques eólicos, contratados para entrar em funcionamento até 2014, que juntos irão injetar 492 megawatts (MW) de energia eólica na rede elétrica atual do estado. A análise será feita através de simulações do fluxo de potência no sistema elétrico, utilizando o programa Power World, operando com carga leve e com carga pesada. Alguns casos de contingências na rede também serão simulados e analisados. Os dados de linhas de transmissão e de barras que compõem o sistema elétrico de potência do Rio Grande do Sul foram obtidos da base de dados do Operador Nacional do Sistema (ONS) e de Dados Técnicos do Sistema Interligado Nacional (SINDAT).

Palavras-chaves: Engenharia Elétrica. Sistema Elétrico de Potência. Parques Eólicos. Fluxo de Potência. *Power World*.

ABSTRACT

This work aims to analyze the impact on power system of Rio Grande do Sul caused by the integration of new wind farms, contracted for operation by 2014, which together will inject 492 megawatts (MW) of wind power in the actual grid of the state. The analysis will be done through simulations of the power flow in the electrical system, by using the Power World program, in cases operating at light load and heavy load. Some cases of contingencies in the network also will be simulated and analyzed. The data transmission lines and bars that make up the electric power system of Rio Grande do Sul were obtained from the database of the Operador Nacional do Sistema (ONS) e Dados Técnicos do Sistema Interligado Nacional (SINDAT).

Keywords: Electrical Engineering. Power System. Wind Farms. Power Flow. Power World.

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	14
1.1	CONSIDERAÇÕES GERAIS	14
1.2	OBJETIVOS DO TRABALHO	14
1.3	ESTRUTURA DO TRABALHO	15
2	A ENERGIA EÓLICA	16
2.1	HISTÓRIA E EVOLUÇÃO DA ENERGIA EÓLICA	16
2.1.1	Desenvolvimento de Aerogeradores no século XX	17
2.1.2	A Evolução Comercial de Aerogeradores de Grande Porte	21
2.1.3	A Potência Eólica Instalada no Mundo	22
2.1.4	O Potencial Eólico Brasileiro	23
2.2	O RECURSO EÓLICO	28
2.2.1	Fatores que Influenciam o Regime dos Ventos	28
2.2.2	Energia e Potência Extraídas do Vento	29
2.3	O MEIO AMBIENTE E A ENERGIA EÓLICA	35
2.3.1	Emissão de gases	35
2.3.2	Emissão de ruído	36
2.3.3	Impacto visual	36
2.3.4	Impacto sobre a fauna	36
3	AEROGERADORES	38
3.1	ASPECTOS GERAIS DE UM AEROGERADOR	38
3.2	VISÃO GERAL DAS CONFIGURAÇÕES DE AEROGERADORES	40
3.2.1	Controle de Velocidade	40
3.2.2	Controle de Potência	42
3.3	PRINCIPAIS CONFIGURAÇÕES	44
3.3.1	Conceitos de Geradores	50
3.3.2	Conceitos de Eletrônica de Potência	53
4	PARQUES EÓLICOS	56
4.1	APLICAÇÕES DE SISTEMAS EÓLICOS	56
4.2	INSTALAÇÕES DE PARQUES EÓLICOS	58
4.3	QUALIDADE DA ENERGIA	60
5	ESTUDO DE CASOS	62
5.1	METODOLOGIA	62
5.2	FLUXO DE POTÊNCIA	65
5.2.1	Carga Leve	66
5.2.2	Carga Pesada	70
5.3	ANÁLISE DE CONTINGÊNCIAS	74
5.3.1	Barra LIVRAMENTO	74
5.3.2	Barra PELOTAS3	75
5.4	ENERGIA EÓLICA X TERMELÉTRICA	77
6	CONCLUSÕES	80
	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	83
	ANEXO A - TEORIA DO FLUXO DE POTÊNCIA	85
	ANEXO B - DADOS DE INTERCONEXÕES E BARRAS	88

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1 Desenvolvimento da energia eólica entre os séculos XI e XIX.....	17
Figura 2 Primeiros aerogeradores.....	18
Figura 3 Desenvolvimento de aerogeradores.....	19
Figura 4 Desenvolvimento da energia eólica no século XX.....	20
Figura 5 Evolução do tamanho dos aerogeradores comerciais.....	22
Figura 6 Potencial eólico estimado para vento médio anual igual ou superior a 7,0 m/s a 50 m de altura.....	24
Figura 7 Comportamento do vento sob influência das características do terreno.....	29
Figura 8 Energia extraída do vento.....	30
Figura 9 Distribuição de C_p em função de v_3/v_1	33
Figura 10 Principais forças atuantes nas pás de um aerogerador.....	33
Figura 11 Cálculo de $C_p(\lambda, \beta)$ em função de aproximações numéricas.....	35
Figura 12 Esquema geral de funcionamento de um aerogerador.....	38
Figura 13 Principais componentes de um aerogerador.....	40
Figura 14 Curvas de regulação de potência de turbinas eólicas.....	43
Figura 15 Sistema de controle tipo <i>pitch</i> de um aerogerador E-40 da Enercon.....	44
Figura 16 Configuração Tipo A.....	45
Figura 17 Configuração Tipo B.....	46
Figura 18 Configuração Tipo C.....	46
Figura 19 Configuração Tipo D.....	47
Figura 20 Detalhes do fluxo de energia num aerogerador Tipo D.....	48
Figura 21 Fabricação de um gerador síncrono multipolo.....	50
Figura 22 Tipos de conversores auto-comutados.....	55
Figura 23 Aplicações de sistemas eólicos.....	57
Figura 24 Parques eólicos instalados no RS.....	57
Figura 25 Parque eólico <i>off-shore</i> de Lillgrund, na Suécia.....	58
Figura 26 Distância mínima de afastamento entre turbinas eólicas.....	59
Figura 27 Conexão de um parque eólico à rede elétrica.....	59
Figura 28 Modelo do sistema elétrico do RS no programa <i>Power World</i>	63
Figura 29 Parques eólicos que serão integrados ao sistema elétrico do RS.....	64
Figura 30 Simulação com carga leve sem os parques eólicos que serão integrados.....	66
Figura 31 Simulação com carga leve com os parques eólicos que serão integrados.....	67
Figura 32 Fluxo de potência na barra LIVRAMENTO sem a conexão dos parques eólicos...67	67
Figura 33 Fluxo de potência na barra LIVRAMENTO com a conexão dos parques eólicos...68	68
Figura 34 Fluxo de potência na barra PELOTAS3 sem a conexão dos parques eólicos.....68	68
Figura 35 Fluxo de potência na barra PELOTAS3 com a conexão dos parques eólicos.....70	70
Figura 36 Simulação com carga pesada sem os parques eólicos que serão integrados.....70	70
Figura 37 Simulação com carga pesada e os parques eólicos que serão integrados.....71	71
Figura 38 Fluxo de potência na barra LIVRAMENTO sem a conexão dos parques eólicos...72	72
Figura 39 Fluxo de potência na barra LIVRAMENTO com a conexão dos parques eólicos...72	72
Figura 40 Fluxo de potência na barra PELOTAS3 sem a conexão dos parques eólicos.....73	73
Figura 41 Fluxo de potência na barra PELOTAS3 com a conexão dos parques eólicos.....73	73
Figura 42 Simulação de abertura de linha entre LIVRAMENTO e P.MEDICI.....75	75

Figura 43 Simulação de abertura de linha entre LIVRAMENTO e ALEGRETE2.....	75
Figura 44 Simulação de abertura de linha entre PELOTAS3 e CIN.....	76
Figura 45 Simulação de abertura de linha entre PELOTAS3 e P.MEDICI.....	76
Figura 46 Simulação de abertura de linha entre PELOTAS3 e QUINTA.....	76
Figura 47 Simulação com carga leve e termelétricas em P.MEDICI e URUGUAIANA operando com metade de suas capacidades.....	78
Figura 48 Simulação com carga pesada e termelétricas em P.MEDICI e URUGUAIANA operando com metade de suas capacidade.....	78

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 Os 10 maiores mercados de energia eólica.....	23
Tabela 2 Usinas eólicas em operação no Brasil em 2010.....	26
Tabela 3 Pontos de conexão em tensão nominal igual ou superior a 230 kV.....	61
Tabela 4 Evolução das projeções de mercado no RS.....	66

LISTA DE ABREVIATURAS

AIE: Agência Internacional de Energia

ANEEL: Agência Nacional de Energia Elétrica

BJT: *Bipolar Junction Transistor*

CA: Corrente Alternada

CC: Corrente Contínua

CCEE: Câmara de Comercialização de Energia Elétrica

CEPEL: Centro de Pesquisas de Energia Elétrica

CRESESB: Centro de Referência para Energia Solar e Eólica

CSC: *Current Source Converter* – Fonte Conversora de Corrente

EPE: Empresa de Pesquisa Energética

EWEA: *European Wind Energy Association*

GIDA: Gerador de Indução com Dupla Alimentação

GIOS: Gerador de Indução *OptiSlip*

GIRB: Gerador de Indução Rotor Bobinado

GIRG: Gerador de Indução Rotor Gaiola de Esquilo

GSIP: Gerado Síncrono de Ímã Permanente

GSRB: Gerador Síncrono Rotor Bobinado

GTO: *Gate Turn-off Thyristor*

GW: *Gigawatt*

IGBT: *Insulated Gate Bipolar Transistor*

IGTC: *Integrated Gate Commutated Thyristor*

KW: *Kilowatt*

MOSFET: *Metal Oxide Semiconductor Field Effect Transistor*

MPPT: *Maximum Power Point Tracking*

MW: *Megawatt*

ONS: Operador Nacional do Sistema

PDEE: Plano Decenal de Expansão de Energia

PRODIST: Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional

PAM: *Pulse Amplitude Modulated* – Modulação por Amplitude de Pulso

PWM: *Pulse Width Modulated* – Modulação por Largura de Pulso

RPM: Rotações Por Minuto

SINDAT: Dados Técnicos do Sistema Interligado Nacional

VSC: *Voltage Source Converter* – Fonte Conversora de Tensão

WWEA: *World Wind Energy Association*

1 INTRODUÇÃO

1.1 CONSIDERAÇÕES GERAIS

A energia eólica está entre as fontes de energia renováveis de maior crescimento no mundo e tem se mostrado uma alternativa viável para o fornecimento de energia elétrica, inserindo-se como uma importante fonte no mercado energético mundial.

No Brasil, a energia eólica é responsável atualmente por 1% da potência elétrica instalada no país, que é de 110 *gigawatts* (GW), segundo a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). Contudo, nos últimos anos foram contratados, por meio de leilões, o fornecimento e ampliação da geração eólica em cerca de 5.700 *megawatts* (MW) até 2014.

Em agosto de 2011 foram contratados 90 MW de potência eólica destinados à ampliação dos parques eólicos Cerro Chato I, II e III, que estão em construção em Santana do Livramento – RS. Outros empreendimentos novos, batizados de Verace (258 MW), em Santa Vitória do Palmar – RS, Minuano (46 MW) e Chuí (98 MW), ambos em Chuí – RS, também foram contratados, totalizando 492 MW de potência a ser instalada no Rio Grande do Sul.

Com esses leilões, estima-se que o Brasil saia dos atuais 1.114 MW para 7.098 MW em 2014, segundo a Empresa de Pesquisa Energética (EPE).

1.2 OBJETIVOS DO TRABALHO

O avanço dessa fonte de energia não tem sido acompanhado por um desenvolvimento equivalente da rede básica para atender à incorporação de todos estes parques eólicos. A localização dos mesmos foi estabelecida principalmente em função da disponibilidade da fonte eólica (vento) e dos incentivos fiscais e políticos, negligenciando uma análise do impacto dos parques eólicos na rede elétrica atual. Além disso, ainda não foram desenvolvidos totalmente os projetos de interconexão dos parques eólicos contratados.

Assim, com a integração da energia eólica ao sistema elétrico, se faz necessária a análise de suas consequências em relação à confiabilidade e à qualidade da energia elétrica, considerando o estado atual da rede elétrica e as ampliações que serão necessárias.

Este trabalho tem como objetivo analisar o impacto no sistema elétrico de potência do Rio Grande do Sul (RS) causado pela integração de novos parques eólicos, contratados para entrar em funcionamento até 2014, que juntos irão injetar 492 megawatts (MW) de energia eólica na rede elétrica atual do Rio Grande do Sul. A análise será feita por meio de simulações do fluxo de potência, utilizando o programa *Power World*, de alguns casos do sistema operando com carga leve e com carga pesada. Alguns casos de contingências na rede também serão simulados e analisados.

Este enfoque visa fornecer uma primeira estimativa da influência da geração eólica em regime permanente no sistema elétrico do Rio Grande do Sul.

1.3 ESTRUTURA DO TRABALHO

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

O capítulo 2 apresenta os principais marcos históricos de utilização e desenvolvimento da energia eólica, como ela é extraída do vento e seus impactos ambientais.

O capítulo 3 apresenta os aspectos gerais dos aerogeradores, tipos de controle de velocidade e regulação de potência e as principais configurações utilizadas atualmente. No capítulo 4 é feita uma breve descrição sobre parques eólicos.

O capítulo 5 apresenta as simulações de fluxo de potência e a análise de contingências de alguns casos. Também é feita uma comparação entre a utilização de usinas eólicas e termelétricas, bem como a metodologia adotada nestas simulações.

As conclusões são apresentadas no capítulo 6.

2 A ENERGIA EÓLICA

O vento ou atmosfera em movimento é uma associação entre a energia solar e a rotação da Terra. A circulação atmosférica é um mecanismo solar-planetário permanente. Esses fenômenos naturais sempre se repetem, logo, o vento é considerado uma fonte renovável de energia [1].

Este capítulo apresenta os fundamentos básicos da energia eólica. Começa com um breve histórico de sua evolução até a presente situação no Brasil e no mundo, seguido dos fatores que influenciam os ventos e do mecanismo de extração da energia cinética do vento. Por fim, apresenta os impactos ambientais causados por turbinas eólicas.

2.1 HISTÓRIA E EVOLUÇÃO DA ENERGIA EÓLICA

Com o avanço da agricultura, atividades como moagem de grãos e bombeamento de água exigiam cada vez mais trabalho humano e animal, restringindo o desenvolvimento agrícola. Para substituir esse trabalho, os sistemas foram aperfeiçoados com a utilização de cursos d'água como força motriz, que ficaram conhecidos como rodas d'água [1].

Em alguns lugares, os cursos d'água não existiam ou ficavam distantes, então se teve a idéia de substituir a força da água pela do vento, dando origem aos moinhos de vento [1].

Os moinhos de vento na Europa tiveram, sem dúvida, uma forte e decisiva influência na economia agrícola por vários séculos. Na Holanda, no início do século XV, havia um forte interesse econômico no aumento de seu território com a drenagem de terras cobertas pelas águas, dando uma nova aplicação para os cata-ventos [2]. O primeiro moinho de vento utilizado para a produção de óleos vegetais foi construído em 1582. Com o surgimento da imprensa e o rápido crescimento da demanda por papel, foi construído, em 1586, o primeiro moinho de vento para fabricação de papel. Ao fim do século XVI, surgiram moinhos de vento para acionar serrarias para processar madeiras provenientes do Mar Báltico. Em meados do

século XIX, aproximadamente 9.000 moinhos de vento existiam em pleno funcionamento na Holanda [3]. O número de moinhos de vento na Europa nesse período mostra a importância do seu uso em diversos países como a Bélgica (3.000 moinhos de vento), Inglaterra (10.000 moinhos de vento) e França (650 moinhos de vento na região de Anjou) [3].

Um importante marco para a energia eólica na Europa foi a Revolução Industrial no Século XIX, conforme Figura 1. Com o surgimento da máquina a vapor, iniciou-se o declínio do uso da energia eólica na Holanda. Já no início do século XX, existiam apenas 2.500 moinhos de ventos em operação, caindo para menos de 1.000 no ano de 1960 [3].



Figura 1 Desenvolvimento da energia eólica entre os séculos XI e XIX. (Fonte: DUTRA, 2001).

2.1.1 Desenvolvimento dos Aerogeradores no século XX

A adaptação da energia eólica para gerar energia elétrica começou no final do século XIX. Em 1888, Charles Brush ergueu o primeiro cata-vento com esta finalidade. Tratava-se de um cata-vento que fornecia 12 kW em corrente contínua para carregamento de baterias, as quais forneciam energia para lâmpadas incandescentes [4]. Esse sistema esteve em operação por 20 anos, sendo desativado em 1908. Sem dúvida, o cata-vento de Brush, mostrado na Figura 2a, foi um marco na utilização dos cata-ventos para a geração de energia elétrica.

Um dos primeiros passos para o desenvolvimento de aerogeradores de grande porte foi dado na Rússia em 1931. O aerogerador *Balaclava*, apresentado na Figura 2b, era um modelo avançado de 100 kW, conectado a uma usina termelétrica de 20 MW. Essa foi a primeira

tentativa bem sucedida de se conectar um aerogerador de corrente alternada com uma usina termelétrica [5].

Outros modelos mais potentes foram projetados posteriormente ao *Balaclava*. Tais projetos não foram concluídos devido à forte concorrência de outras tecnologias. Com o surgimento de grandes reservas de petróleo, as tecnologias de combustíveis fósseis tornavam-se mais competitivas economicamente contribuindo para o abandono de projetos ambiciosos de aerogeradores de grande porte [1]. A energia hidráulica proveniente de grandes cursos d'água, máquinas a vapor e grandes motores a combustão interna ganharam cada vez mais investimentos na geração de energia elétrica.

A Segunda Guerra Mundial (1939-1945) contribuiu para o desenvolvimento dos aerogeradores de médio e grande porte, uma vez que os países em geral empenhavam grandes esforços no sentido de economizar combustíveis fósseis. Os Estados Unidos desenvolveram o maior aerogerador até então projetado, tratava-se do aerogerador Smith-Putnam, mostrado na Figura 2c. Com um gerador síncrono de 1,25 MW e rotação constante de 28 RPM, funcionava em corrente alternada, conectado diretamente à rede elétrica local. Esse aerogerador funcionou de 1941 a 1945, após quatro anos de operação intermitente, uma das suas pás (que eram metálicas) quebrou-se por fadiga [5].

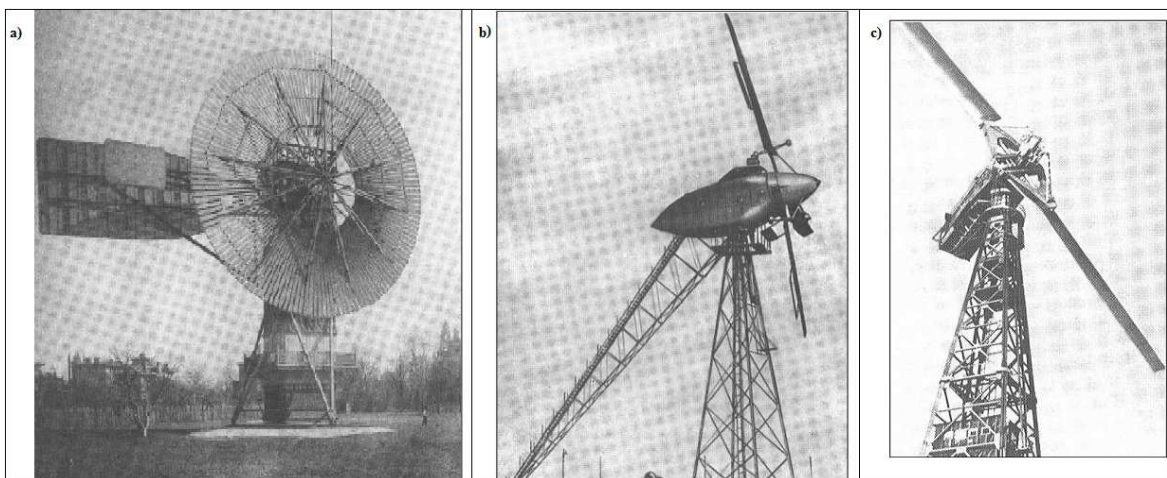


Figura 2 Primeiros aerogeradores: a) Turbina de Brush; b) Turbina Balaclava; c) Turbina Smith-Putnan. (Fonte: CEPTEL, 2008).

Após o fim da Segunda Guerra, os combustíveis fósseis voltaram a abundar em todo o cenário mundial. O petróleo e grandes usinas hidrelétricas se tornaram extremamente competitivos economicamente e os aerogeradores foram construídos apenas para fins de pesquisa, utilizando e aprimorando técnicas aeronáuticas na operação e desenvolvimento de pás, além de aperfeiçoamentos no sistema de geração.

A Dinamarca, no período inicial da Segunda Guerra Mundial, apresentou um dos mais significativos crescimentos em energia eólica em toda Europa. Esse avanço deu-se sob a direção dos cientistas dinamarqueses Poul La Cour e Johannes Juul [6]. Sendo um país pobre em fontes energéticas naturais, a utilização da energia eólica teve uma grande importância quando, no período entre guerras, o consumo de óleo combustível estava racionado.

Durante a Segunda Guerra Mundial, a companhia F.L.Smith (F.L.S.) foi a pioneira no desenvolvimento de uma série de aerogeradores de pequeno porte, na faixa de 45 kW. O sucesso desses aerogeradores, que operavam em corrente contínua, possibilitou um projeto de grande porte ainda mais ousado. Projetado por Johannes Juul, um aerogerador de 200 kW, com rotor de 24 m de diâmetro, foi instalado em 1956 na ilha de Gedser, conforme Figura 3a.

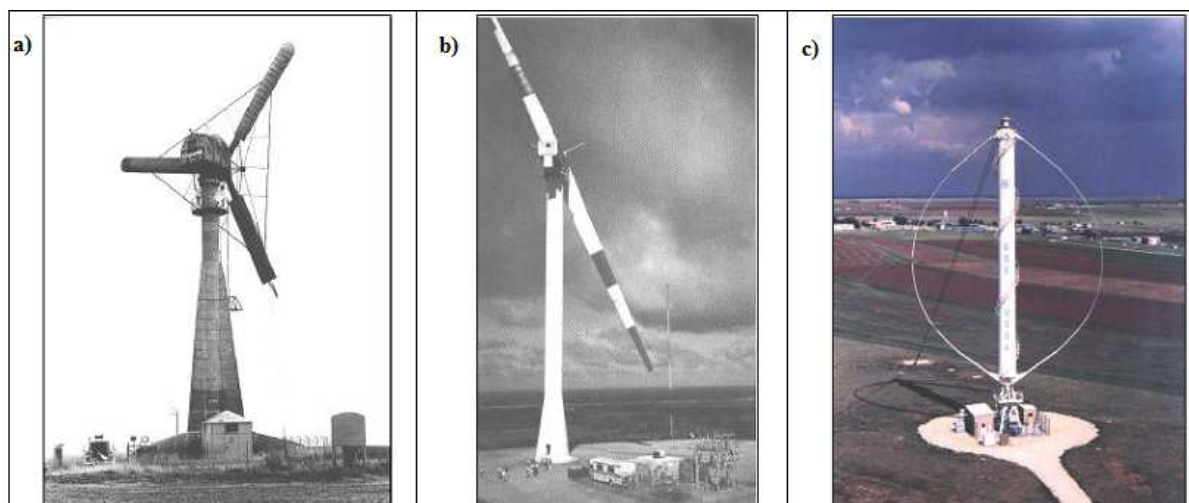


Figura 3 Desenvolvimento de aerogeradores: a) Turbina em Gedser Dinamarca em 1977; b) Turbina Mod-5B nos EUA em 1987; c) Turbina de eixo vertical nos EUA. (Fonte: CEPTEL, 2008).

A crise do petróleo na década de 1970 foi o fator culminante para a retomada de investimentos em energia eólica, ilustrada na Figura 4. Todos os projetos anteriores haviam

sido desativados devido à concorrência do petróleo e à expansão da rede de energia elétrica gerada em usinas hidrelétricas e termelétricas. Dentre as novas tecnologias destacava-se a energia nuclear, com a promessa de vir a se tornar uma fonte segura e barata de geração de energia. Nesse cenário, o projeto de aerogeradores ficava restrito somente a estudos científicos sem interesse comercial [1].

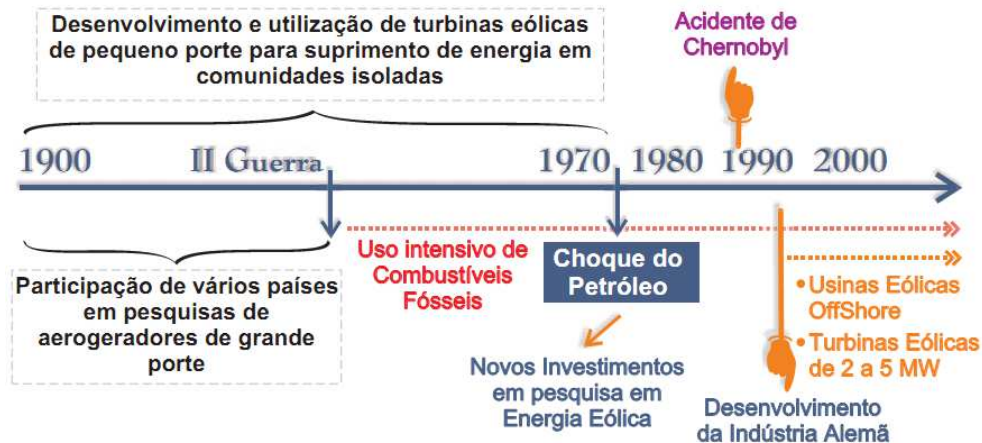


Figura 4 Desenvolvimento da energia eólica no século XX. (Fonte: DUTRA, 2001).

Em outubro de 1973, a economia mundial é fortemente abalada pelo choque das altas sucessivas do preço do petróleo. Todos os países importadores reagiram com rapidez à elevação dos preços. A Agência Internacional de Energia (AIE), criada em 1974, propõe diretivas para reduzir a dependência do petróleo [6]. Os objetivos eram três: diversificar as fontes de importação de petróleo, substituir o petróleo por outras fontes de energia e utilizar a energia com mais racionalidade.

Diante disso, os investimentos em energia eólica foram retomados. As pesquisas eram direcionadas ao uso de aerogeradores conectados a redes operadas por usinas termelétricas. Com o aumento do preço do combustível, o custo da energia gerada em usinas termelétricas justificava economicamente a retomada de investimentos no setor eólico de grande porte. Países como Estados Unidos, Alemanha e Suécia iniciaram seus investimentos na pesquisa de novos modelos [1].

Com o mercado de aerogeradores de pequeno porte já crescente, o governo americano, através de seus órgãos de pesquisa, iniciou projetos com modelos de grande porte testando e aprimorando várias configurações. O modelo de pás-curvas para aerogeradores de eixo vertical foi patenteado por G.J.M. Darrieus nos Estados Unidos em 1931 e foi aperfeiçoado na década de 1960 por Peter South e Raj Rangi, membros do *National Research Council* do Canadá [6].

Entre 1984 e 1987, um modelo de 625 kW, mostrado na Figura 3c, foi projetado e instalado em Bushland, Texas. Essa turbina de eixo vertical trouxe um grande número de avanços tecnológicos para operação em grandes potências. Entretanto, foi no modelo de 100 kW que o uso comercial das turbinas de eixo vertical mostrou-se mais convidativo ao mercado gerador. No início da década de 1980 foram instalados no estado da Califórnia aproximadamente 600 modelos Darrieus com potência total instalada superior a 90 MW [6].

O projeto Mod-1 foi instalado em 1979, tratava-se de um aerogerador de eixo horizontal de 2 MW e rotor de duas pás com 61 m de diâmetro. Ainda outros projetos foram desenvolvidos, tais como o Mod-2 de 2,5 MW e o Mod-5B de 3,5 MW, este último implementado na Ilha de Oahu – Hawaii em 1987, conforme ilustrado na Figura 3b [1].

2.1.2 A Evolução Comercial de Aerogeradores de Grande Porte

O rápido desenvolvimento da tecnologia e o aumento da capacidade de geração dos aerogeradores comerciais durante os últimos 20 anos foram significativos. A Figura 5 mostra o crescimento da potência nominal dos aerogeradores desde 1985. A grande variedade de tipos e modelos disponíveis no mercado ainda não parou de crescer. Atualmente, a grande maioria das turbinas comerciais da classe de MW está instalada na Alemanha, fato esse que mostra a importância do mercado alemão no desenvolvimento técnico mundial. A empresa alemã Enercon, por exemplo, possui o modelo E-126 com 6 MW de potência [18].

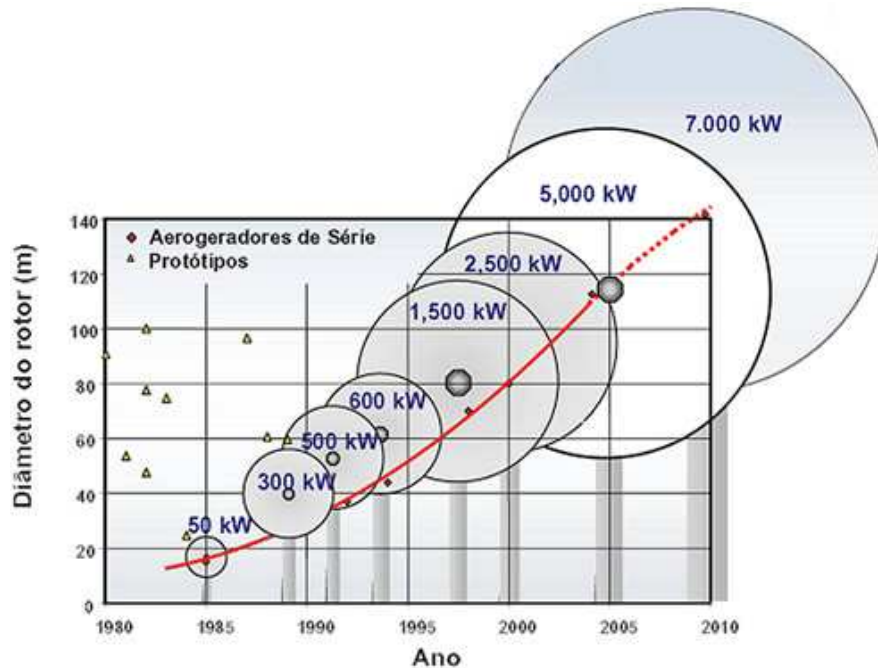


Figura 5 Evolução do tamanho dos aerogeradores comerciais. (Fonte: DEWI, 2009).

2.1.3 A Potência Eólica Instalada no Mundo

Segundo um novo relatório do *World Wind Energy Association* (WWEA), o mercado de energia eólica cresceu 15% a mais no primeiro semestre deste ano em comparação ao mesmo período de 2010. Com isso, o setor alcançou em junho a capacidade instalada global de 215 GW, o equivalente a aproximadamente onze usinas Três Gargantas, a maior do mundo, localizada na China [7].

E é justamente a China que estimula o crescimento do setor eólico. No primeiro semestre deste ano, o país acrescentou mais 8 GW à sua matriz eólica, que hoje representa 43% do mercado mundial. Em junho, a China contava com 52 GW de potência instalada, seguida dos EUA, Alemanha, Espanha e Índia. Juntos, os cinco primeiros países respondem por 74% da capacidade eólica global. Depois, aparecem Itália, França, Reino Unido, Canadá e Portugal [7].

A previsão para o segundo semestre de 2011 também é de crescimento, com a introdução de mais 25,5 GW em projetos pelo mundo. A capacidade eólica instalada total é

projetada para alcançar 240 GW até o final deste ano, o que poderá representar aproximadamente 3% da demanda de eletricidade em todo o mundo [7]. Na Tabela 1 são mostrados os 10 maiores mercados mundiais de energia eólica atualmente, que juntos somam 184.551 MW.

Tabela 1 Os 10 maiores mercados de energia eólica. (Fonte: EWEA, 2011).

Posição	País	Potência instalada até junho de 2011 [MW]	Potência adicionada no primeiro semestre de 2011 [MW]	Potência total no final de 2010 [MW]	Potência adicionada no primeiro semestre de 2010 [MW]	Potência total no final de 2009 [MW]
1	China	52.800	8.000	44.733	7.800	25.810
2	USA	42.432	2.252	40.180	1.200	35.159
3	Alemanha	27.981	766	27.215	660	25.777
4	Espanha	21.150	480	20.676	400	19.149
5	Índia	14.550	1.480	13.065	1.200	11.807
6	Itália	6.200	460	5.797	450	4.850
7	França	6.060	400	5.660	500	4.574
8	Reino Unido	5.707	504	5.203	500	4.092
9	Canadá	4.611	603	4.008	310	3.319
10	Portugal	3.960	260	3.702	230	3.357
	Resto do Mundo	29.500	3.200	26.441	2.750	21.872
	Total	215.000	18.405	196.682	16.000	159.766

A Dinamarca, pioneira na utilização da energia eólica na década de 1980, devido a escassez de recursos naturais e alta dependência da importação de energia, não faz parte dos 10 maiores mercados atualmente, porém a energia elétrica proveniente da energia eólica cobre 20% das necessidades elétricas de consumo desse país. O governo dinamarquês espera aumentar essa cobertura para 50% até 2025 [7].

2.1.4 O Potencial Eólico Brasileiro

O Brasil, por sua vez, ocupa o 21º lugar no ranking dos países produtores de energia eólica, com pouco mais de 1 GW instalados. Mas, segundo a Empresa de Pesquisa Energética (EPE), o país pode aumentar esse número em sete vezes até 2014.

Segundo cálculos apresentados no Atlas do Potencial Eólico Brasileiro, publicado pelo Centro de Referência para Energia Solar e Eólica (CRESESB) juntamente com o Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (CEPEL), o potencial bruto de potência instalável está estimado em 143,5 GW [4].

A Figura 6 mostra o potencial instalável de energia eólica e a distribuição da velocidade média anual para cada região e para todo o território brasileiro.

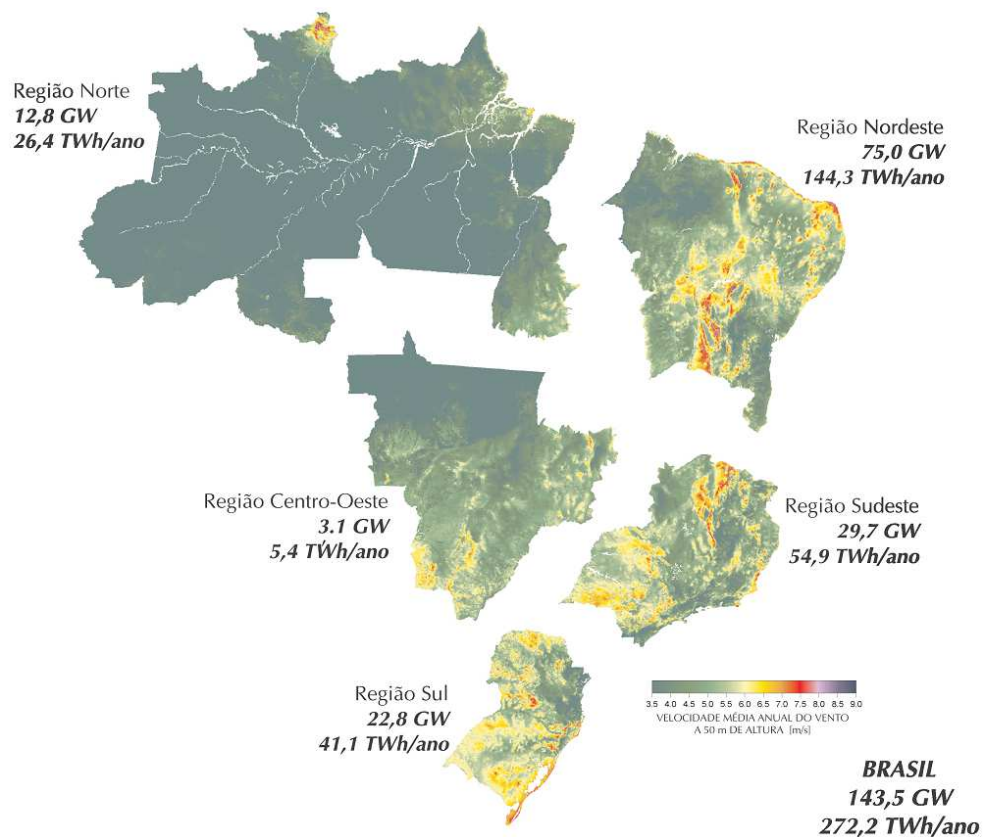


Figura 6 Potencial eólico estimado para vento médio anual igual ou superior a 7,0 m/s a 50 m de altura. (Fonte: CEPEL, 2008).

A região Nordeste possui o maior potencial eólico do país com 75 GW de potência instalável, em seguida vem a região Sudeste (29,7 GW) e a região Sul (22,8 GW).

O Atlas do Potencial Eólico Brasileiro destaca dois aspectos importantes [4]:

- A complementaridade sazonal entre os regimes naturais de vento e as vazões naturais hídricas, o potencial da energia eólica no Brasil é mais intenso de junho a dezembro, coincidindo com os meses de menor intensidade de chuvas. Isso coloca o vento como uma potencial fonte suplementar de energia gerada por hidrelétricas, potencializando uma maior estabilidade sazonal na oferta de energia.
- A complementaridade geográfica entre o potencial eólico e hidráulico, de modo que, em geral, as melhores áreas de aproveitamento eólico situam-se nas

extremidades do sistema elétrico, distantes da geração hidrelétrica. Nessa situação, a inserção de energia eólica no sistema elétrico melhora seu desempenho.

Em 2001, uma grande seca limitou água às barragens hidroelétricas do país e a falta de chuvas baixou os níveis dos reservatórios causando uma grave escassez de energia. A crise, que ficou conhecida como “crise do apagão”, levou ao racionamento de energia elétrica e ressaltou a necessidade premente do país em diversificar suas fontes de energia. O Brasil dispõe da hidroeletricidade para mais de 3/4 de sua matriz energética, mas as autoridades estão incentivando as energias de biomassa e eólica como alternativas primárias [8].

Segundo a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), a energia eólica é responsável atualmente por 1% da potência elétrica instalada no país. Contudo, nos últimos anos foram contratados 5.700 MW, que somados à potência eólica instalada e os parques eólicos em construção, permitirão um crescimento da geração eólica de 600% nos próximos três anos, passando dos atuais 1.114 MW para até 7.098 MW em 2014 [9].

No Rio Grande do Sul, por exemplo, mais dois parques eólicos entraram em operação em junho deste ano, Cidreira I (70 MW) e Cerro Chato III (30 MW).

Na Tabela 2, são mostradas as usinas eólicas no Brasil até o ano passado, com um pouco mais de 835 MW de potência instalada.

Tabela 2 Usinas eólicas em operação no Brasil em 2010. (Fonte: ANEEL, 2010).

Usina	Município	Potência Fiscalizada(Kw)
CEARÁ		518.934
Eólica de Prainha	Aquiraz	10.000
Eólica de Taíba	São Gonçalo do Amarante	5.000
Parque Eólico de Beberibe	Beberibe	25.600
Mucuripe	Fortaleza	2.400
Acaraú	Acaraú	28.800
Volta do Rio	Acaraú	42.000
Foz do Rio Choró	Beberibe	25.200
Praia Formosa	Camocim	104.400
Eólica Canoa Quebrada	Aracati	10.500
Lagoa do Mato	Aracati	3.230
Eólica Icaraizinho	Amontada	54.600
Eólica Paracuru	Paracuru	23.400
Eólica Praias de Parajuru	Beberibe	28.804
Parque Eólico Enacel	Aracati	31.500
Canoa Quebrada	Aracati	57.000
Taíba Albatroz	São Gonçalo do Amarante	16.500
Bons Ventos	Aracati	50.000
PARAÍBA		55.200
Millennium	Mataraca	10.200
Presidente	Mataraca	4.500
Camurim	Mataraca	4.500
Albatroz	Mataraca	4.500
Coelhos I	Mataraca	4.500
Coelhos III	Mataraca	4.500
Atlântica	Mataraca	4.500
Caravela	Mataraca	4.500
Coelhos II	Mataraca	4.500
Coelhos IV	Mataraca	4.500
Mataraca	Mataraca	4.500
PERNAMBUCO		25.200
Pirauá	Macaparana	4.950
Eólica de Fernando de Noronha	Fernando de Noronha	225
Eólica Olinda	Olinda	225
Xavante	Pombos	4.950
Mandacaru	Gravatá	4.950
Santa Maria	Gravatá	4.950
Gravatá Fruitrade	Gravatá	4.950
PIAUÍ		18.000
Pedra do Sal	Parnaíba	18.000
RIO GRANDE DO NORTE		51.100
RN 15 - Rio do Fogo	Rio do Fogo	49.300
Macau	Macau	1.800
RIO GRANDE DO SUL		150.000
Parque Eólico de Osório	Osório	50.000
Parque Eólico Sangradouro	Osório	50.000
Parque Eólico dos Índios	Osório	50.000
SANTA CATARINA		14.400
Eólica Água Doce	Água Doce	9.000
Parque Eólico do Horizonte	Água Doce	4.800
Eólica de Bom Jardim	Bom Jardim da Serra	600
PARANÁ		2.502
Eólio - Elétrica de Palmas	Palmas	2.500
IMT	Curitiba	2
TOTAL: 46 USINAS		835.336

Em dezembro de 2009, o primeiro leilão exclusivo de energia eólica, equivalente ao 2º Leilão de Energia de Reserva, foi realizado pelo Governo Federal. O resultado foi a contratação de 1.805,7 MW, a um preço médio de venda de R\$ 148,39/MWh. Os contratos de compra e venda serão válidos por vinte anos a partir de 1º de julho de 2012. O Leilão possibilitou a construção de 71 empreendimentos, dentre os quais 63 projetos localizados no Nordeste e 8 projetos no Sul do Brasil [10].

Em agosto de 2010, o 3º Leilão de Reserva e o 2º Leilão de Fontes Alternativas foram marcados por uma grande participação da fonte eólica. No primeiro foram contratados 20 empreendimentos eólicos equivalentes a 528,2 MW de capacidade, com um preço médio de venda de R\$ 122,69/MWh. No segundo Leilão, foram contratados 50 empreendimentos com um total de 1.519,6 MW de capacidade e um preço médio de R\$ 134,53/MWh. Todos os empreendimentos foram contratados para entrar em operação em 2013 [11].

Em agosto deste ano, a Eletrobrás Eletrosul teve 21 empreendimentos vencedores no 12º Leilão de Energia Nova (A-3). Cinco dos 21 empreendimentos, somando 90 MW de potência, serão destinados à ampliação dos parques eólicos Cerro Chato I, II e III, que já estão sendo construídos em Santana do Livramento – RS. O menor lance dado foi de R\$ 98/MWh, um deságio de 29,49% em relação ao preço inicial, que era de R\$ 139/MWh. Cerro Chato III já está em operação comercial, com 30 MW de potência instalada. Os outros 16 são empreendimentos novos no litoral Sul do Rio Grande do Sul, batizados de Verace (258 MW) em Santa Vitória do Palmar – RS, Minuano (46 MW) e Chuí (98 MW) ambos em Chuí – RS, totalizando 492 MW de potência a ser instalada no RS [10].

Com esses leilões, estima-se que até 2012 o Brasil tenha 3,4 GW de potência instalada. Segundo o PDEE – Plano Decenal de Expansão de Energia da Empresa de Pesquisa Energética (EPE), a previsão é de que a energia eólica aumente a participação na matriz energética brasileira de 1% para 7% até 2019 [10].

2.2 O RECURSO EÓLICO

A forma como a energia eólica é captada e transformada em eletricidade bem como as características do vento, definem as vantagens e desvantagens do uso dessa fonte de energia e os custos de instalação de um parque eólico. Por esse motivo é fundamental entender quais as características do vento que influenciam a produção de energia e como uma turbina eólica extrai a energia cinética do vento. Essa seção discute estes aspectos.

2.2.1 Fatores que Influenciam o Regime dos Ventos

O comportamento estatístico do vento é influenciado pela variação da sua velocidade ao longo do tempo e pelas características topográficas de uma região [1].

Os procedimentos de avaliação do sítio para instalação de aerogeradores devem considerar todos os parâmetros regionais que influenciam as condições do vento. Entre os principais fatores de influência no regime dos ventos destacam-se [1]:

- A variação da velocidade com a altura;
- A rugosidade do terreno, que é caracterizada pela vegetação, utilização da terra e construções;
- Presença de obstáculos nas redondezas;
- Relevo que possa causar efeito de aceleração ou desaceleração no escoamento do ar.

A partir de mapas topográficos podem ser obtidas informações relevantes para o levantamento das condições de uma região, porém uma visita ao sítio de interesse para avaliar e modelar a rugosidade e os obstáculos é indispensável. O uso de imagens aéreas e dados de satélite também contribuem para uma análise mais precisa [1]. A Figura 7 mostra, de uma forma genérica, como os ventos se comportam quando estão sob a influência das características de superfície do terreno mencionadas acima.

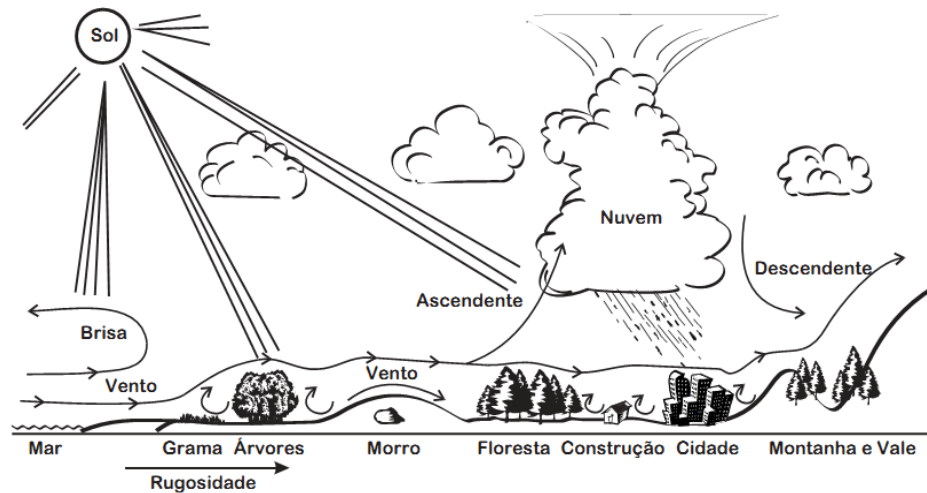


Figura 7 Comportamento do vento sob influência das características do terreno. (Fonte: CEPTEL, 2001).

O Atlas do Potencial Eólico Brasileiro permite a pré-identificação das melhores áreas para projetos de aproveitamento eólico. Os dados foram coletados por torres com 50 m de altura, por isso, não descarta uma análise mais minuciosa das condições locais para obtenção de dados com a precisão exigida pelos projetos de aproveitamento eólicos [4].

2.2.2 Energia e Potência Extraídas do Vento

O Sol irradia 10^{14} kWh de energia para a Terra. Cerca de 1 a 2% dessa energia é convertida em energia eólica. Isto corresponde a cerca de 50 a 100 vezes mais do que a energia convertida em biomassa por todas as plantas do planeta [8].

Uma turbina eólica obtém potência convertendo a força dos ventos num torque atuando nas pás do rotor. A quantidade de energia que o vento transfere para o rotor depende da densidade do ar, da área do rotor e da velocidade do vento. A energia cinética de um corpo em movimento é proporcional a sua massa, em outras palavras, quanto mais pesado for o ar, mais energia é recebida pela turbina [4].

A energia cinética de uma massa de ar m em movimento a uma velocidade v é dada pela equação (1):

$$E = \frac{1}{2}mv^2 \quad (1)$$

Considerando a mesma massa de ar m em movimento a uma velocidade v perpendicular a uma seção transversal de um cilindro imaginário, conforme Figura 8a, pode-se demonstrar que a potência disponível no vento que passa pela seção A, transversal ao fluxo de ar, é dada pela equação (2):

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

Onde:

P - potência do vento [W];

ρ - massa específica do ar [kg/m³];

A - área da seção transversal [m²];

v - velocidade do vento [m/s].

A equação (2) também pode ser escrita por unidade de área, definindo, desta forma, a densidade de potência DP ou fluxo de potência:

$$DP = \frac{P}{A} = \frac{1}{2} \rho v^3 \quad (3)$$

Ao reduzir a velocidade do deslocamento da massa de ar, a energia cinética do vento é convertida em energia mecânica através da rotação das pás. A potência disponível no vento não pode ser totalmente aproveitada pela turbina eólica. Para levar em conta esta característica física, é introduzido um índice denominado coeficiente de potência C_P , que pode ser definido como a fração da potência eólica disponível que é extraída pelas pás do rotor.

Para determinar o valor máximo dessa parcela de energia extraída do vento (C_P máximo), o físico alemão Albert Betz considerou um conjunto de pás num tubo onde v_1 representa a velocidade do vento na região anterior às pás, v_2 a velocidade do vento no nível das pás e v_3 a velocidade do vento após deixar as pás, conforme apresentado na Figura 8b.

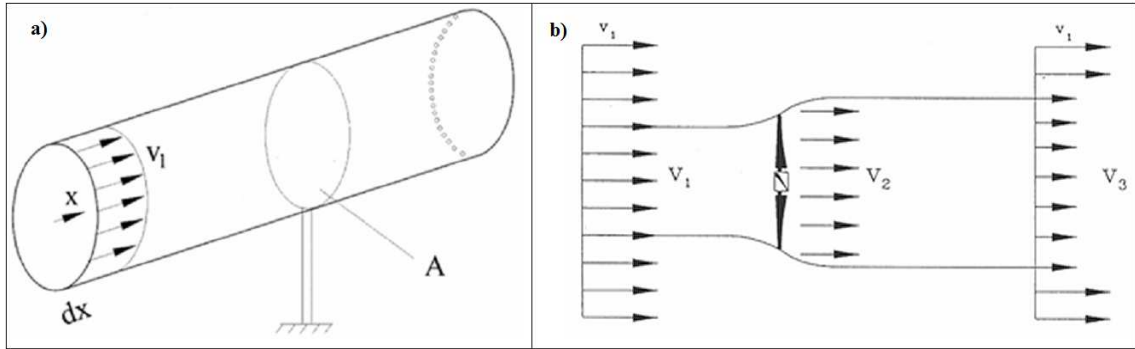


Figura 8 Energia extraída do vento: a) Fluxo de ar através de uma área transversal A; b) Perdas de velocidade do vento na passagem por um conjunto de pás. (Fonte: DUTRA, 2001).

Betz assume um deslocamento homogêneo do fluxo de ar a uma velocidade v_1 que é retardada pelo conjunto de pás, assumindo uma velocidade v_3 a jusante das pás. Pela lei da continuidade, tem-se que:

$$\rho v_1 A_1 = \rho v_2 A_2 = \rho v_3 A_3 \quad (4)$$

Como a redução da pressão do ar é mínima, a densidade do ar pode ser considerada constante. A energia cinética extraída E_{ex} pela turbina eólica é a diferença entre a energia cinética a montante e a energia cinética a jusante do conjunto de pás:

$$E_{ex} = \frac{1}{2} m (v_1^2 - v_3^2) \quad (5)$$

A potência extraída do vento por sua vez é dada por:

$$\dot{E}_{ex} = \frac{1}{2} \dot{m} (v_1^2 - v_3^2) \quad (6)$$

Neste ponto é necessário fazer duas considerações extremas sobre a relação entre as velocidades v_1 e v_3 :

- Se a velocidade do vento não for alterada ($v_1=v_3$), nenhuma potência é extraída;
- Se a velocidade do vento for reduzida a valor zero ($v_3=0$), o fluxo de massa de ar é zero, o que significa também que nenhuma potência é extraída.

A partir dessas duas considerações extremas, a velocidade referente ao máximo de potência extraída é um valor entre v_1 e v_3 . Este valor pode ser calculado se a velocidade v_2 no rotor é conhecida. A massa de ar é dada por:

$$\dot{m} = \rho A v_2 \quad (7)$$

Pelo teorema de Rankine-Froude, pode-se assumir que a relação entre as velocidades v_1 , v_2 e v_3 é dada por:

$$v_2 = \frac{v_1 + v_3}{2} \quad (8)$$

Se a massa de ar apresentada na equação (7) e a velocidade v_2 apresentada na equação (8) forem inseridas na equação (6), tem-se:

$$\dot{E}_{ex} = \frac{1}{2} \rho A v_1^3 \left\{ \frac{1}{2} \left[1 + \frac{v_3}{v_1} \right] \left[1 - \left(\frac{v_3}{v_1} \right)^2 \right] \right\} \quad (9)$$

Onde:

$$\text{Potência do Vento} = \frac{1}{2} \rho A v_1^3;$$

$$\text{Coeficiente de Potência } C_P = \left\{ \frac{1}{2} \left[1 + \frac{v_3}{v_1} \right] \left[1 - \left(\frac{v_3}{v_1} \right)^2 \right] \right\}.$$

Ao considerar o coeficiente de potência C_P em função de v_3/v_1 , segundo a Figura 9, tem-se que:

$$C_{P_{\text{BETZ}}} = \frac{16}{27} = 0,59 \quad (10)$$

Esse valor máximo é atingido quando $v_3/v_1 = 1/3$.

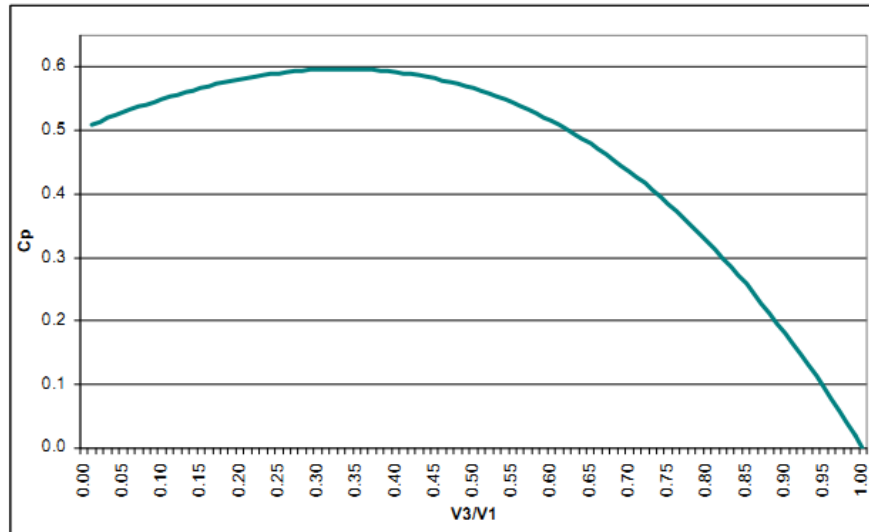


Figura 9 Distribuição de C_p em função de v_3/v_1 . (Fonte: DUTRA, 2001).

A Figura 10 mostra as principais forças atuantes nas pás de um rotor, assim como os ângulos de ataque (α) e de passo (β). A força de sustentação é perpendicular ao fluxo do vento resultante visto pela pá (v_{res}), que é a subtração vetorial entre a velocidade do vento incidente (v_w) e a velocidade tangencial da pá do aerogerador (v_{tan}), conforme a equação (10).

$$\vec{v}_{res} = \vec{v}_w - \vec{v}_{tan} \quad (10)$$

A força de arrasto é produzida na mesma direção de v_{res} . A resultante das componentes da força de sustentação e de arrasto na direção v_{tan} produz o torque do aerogerador.

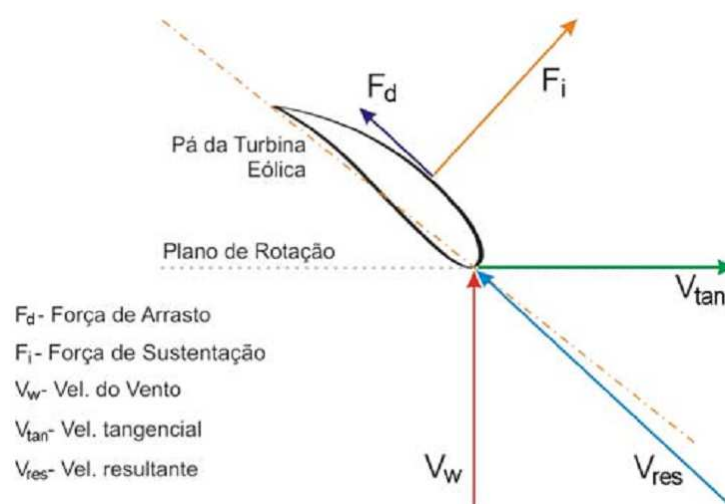


Figura 10 Principais forças atuantes nas pás de um aerogerador. (Fonte: CEPTEL, 2008).

A potência mecânica extraída do vento pelo aerogerador depende de vários fatores. Mas tratando-se de estudos elétricos, o modelo geralmente apresentado nas literaturas é simplificado pelas equações (11) e (12) [12].

$$P_{mec} = \frac{1}{2} \rho A v_w^3 C_p(\lambda, \beta) \quad (11)$$

Com:

$$\lambda = \frac{R \omega_{wt}}{v_w} \quad (12)$$

Onde:

C_p – coeficiente de potência do aerogerador;

λ – razão entre a velocidade tangencial da ponta da pá e a velocidade do vento incidente (*tip speed ratio*);

ω_{wt} – velocidade angular do rotor [rad/s];

R – raio do rotor [m];

ρ – densidade do ar [Kg/m³];

A – área varrida pelo rotor [m²];

v_w – velocidade do vento incidente no rotor [m/s].

Na equação (11), o coeficiente de potência $C_p(\lambda, \beta)$ depende das características da turbina, sendo função da razão de velocidades λ (*tip speed ratio*) e do ângulo de passo β (*pitch*) das pás do aerogerador. O $C_p(\lambda, \beta)$ é expresso como uma característica bidimensional.

Aproximações numéricas normalmente são desenvolvidas para o cálculo de C_p para valores dados de λ e β [12]. A Figura 11 mostra a característica $C_p(\lambda, \beta)$ traçada para vários valores de ângulo de passo β .

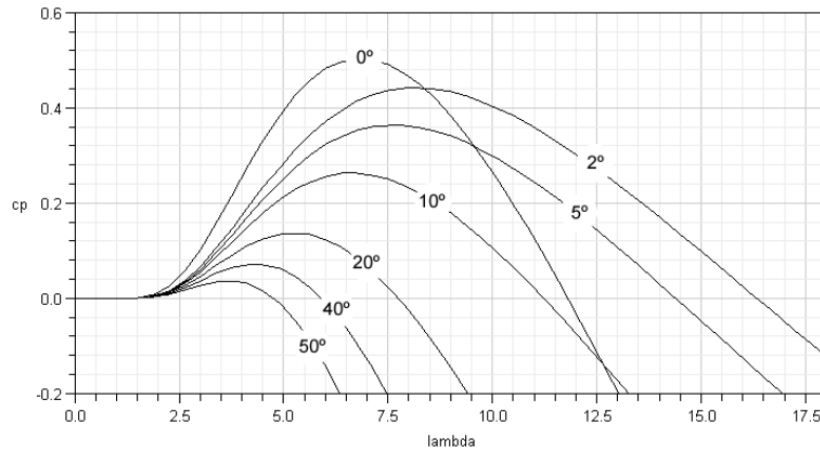


Figura 11 Cálculo de $C_p(\lambda, \beta)$ em função de aproximações numéricas. (Fonte: CEPEL, 2008).

O controle de passo (*pitch*) em aerogeradores será visto mais adiante na seção 3.2.2.

2.3 O MEIO AMBIENTE E A ENERGIA EÓLICA

O aquecimento global é uma realidade e tem como principal causador a concentração de gases de efeito estufa como óxidos de enxofre e de nitrogênio, e principalmente, o dióxido de carbono na atmosfera. A queima de combustíveis fósseis responde por 95% das emissões desses gases geradas pelo homem [1]. Neste cenário, a energia eólica tem ganhado cada vez mais destaque como uma alternativa tecnologicamente viável e menos poluente.

A energia eólica apresenta, como toda tecnologia energética, algumas desvantagens: impacto visual, ruído, interferência eletromagnética, ofuscamento e danos à fauna [1]. As principais serão abordadas nesta seção.

2.3.1 Emissão de Gases

O benefício mais importante que a energia eólica oferece ao meio ambiente está no fato de que ela não polui durante sua operação. Ao fazer uma análise comparativa entre cada unidade (kWh) de energia elétrica gerada por turbinas eólicas e a mesma energia que seria gerada por uma planta convencional de geração de energia elétrica, conclui-se que a energia eólica apresenta grandes vantagens na redução de emissão de gases de efeito estufa e na

redução da concentração de CO₂ durante a sua operação. Porém a produção das lâminas, da *nacele* (suporte onde é fixado o rotor), da torre e outros materiais e equipamentos, tem em sua fabricação e transporte o uso de combustíveis fósseis, gerando emissões indiretas [1].

2.3.2 Emissão de Ruído

O ruído proveniente das turbinas eólicas tem duas origens: mecânica e aerodinâmica.

O ruído mecânico é provocado, principalmente, pela caixa de engrenagens utilizada para multiplicar a rotação das pás para a rotação necessária no gerador. Uma tecnologia que vem sendo empregada é o uso de um gerador multipolo conectado diretamente ao eixo das pás, dispensando o sistema de engrenagens. Sem a principal fonte de ruído, as turbinas que empregam esse sistema são significativamente mais silenciosas do que as convencionais [1].

O desenvolvimento de tecnologias, ao longo dos últimos vinte anos, na aerodinâmica das pás, tornou possível uma significativa redução dos níveis de ruído aerodinâmico nas turbinas modernas.

2.3.3 Impacto Visual

O impacto visual de um parque eólico na paisagem é muito subjetivo. Alguns veem a turbina eólica como um símbolo de energia limpa e progresso, outras reagem negativamente à nova paisagem. Através de audiências públicas e seminários de conscientização, a população local é informada dos benefícios dessa tecnologia e, uma vez conhecendo os efeitos positivos da energia eólica, os índices de aceitação melhoram consideravelmente [1].

2.3.4 Impacto Sobre a Fauna

No início da utilização dos aerogeradores não havia se considerado o comportamento migratório das aves, o que resultou em acidentes e morte de alguns pássaros. Mas observa-se que muitas vezes, pássaros colidem com estruturas tais como torres de alta voltagem, mastros

e janelas de edifícios. Outro fator que contribui para a morte de pássaros são as caçadas e o tráfego de veículos em auto-estradas. O comportamento dos pássaros e as taxas de mortalidade tendem a ser específicos para cada espécie e também para cada lugar. Estimativas de mortes de pássaros nos Países Baixos, causadas por várias ações diretas e indiretas do homem, mostram que o tráfego de veículos apresenta uma taxa que, em comparação às estimativas de morte causadas por um parque eólico de 1,0 GW, é cem vezes maior [7].

3 AEROGERADORES

Os aerogeradores combinam uma variedade de conceitos inovadores com tecnologias comprovadas tanto para geradores como para a eletrônica de potência disponíveis hoje no mercado. Este capítulo apresenta os aspectos gerais de um aerogerador, os tipos de regulação de potência mecânica e as principais configurações e topologias utilizados atualmente.

3.1 ASPECTOS GERAIS DE UM AEROGERADOR

O aerogerador é uma máquina eólica que absorve parte da potência cinética do vento, através de um rotor aerodinâmico, e a converte em potência mecânica de eixo, a qual é convertida em potência elétrica através de um gerador elétrico. Estas três etapas estão ilustradas na Figura 12.

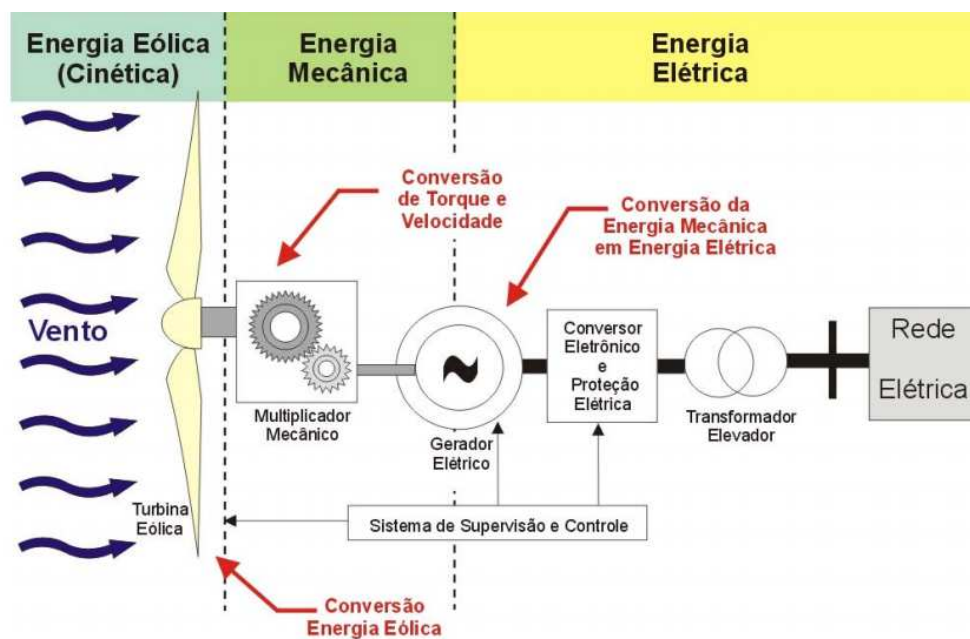


Figura 12 Esquema geral de funcionamento de um aerogerador. (Fonte: HANSEN, 2001).

A turbina é composta pelo cubo do rotor ou "hub" e pelas pás. Turbinas de eixo horizontal (movidas pela força de sustentação) permitem maior aproveitamento da energia eólica do que turbinas com eixo vertical (movidas pela força de arrasto). Isto se deve ao fato

de que a força de sustentação é maior do que a força de arrasto, extraindo mais potência do vento incidente como visto na Figura 10 (forças atuantes numa pá), na seção 2.2.2.

De modo a compatibilizar a rotação entre a turbina eólica e o gerador, os aerogeradores utilizam um multiplicador mecânico de rotações, o qual é comumente conhecido como caixa multiplicadora. Em alguns modelos de aerogeradores este componente é inexistente, sendo o acoplamento entre a turbina e o gerador feito diretamente.

A conversão da energia mecânica em energia elétrica é feita por um gerador elétrico. Basicamente, uma turbina eólica pode ser equipada com qualquer tipo de gerador trifásico. Hoje, a demanda por corrente elétrica compatível com a rede pode ser atendida pelo uso de conversores de frequência, mesmo que o gerador forneça corrente alternada (CA) com uma frequência variável. Os tipos genéricos de geradores e conversores de frequência serão discutidos na seção 3.3.

Em todos os casos, um transformador elevador compatibiliza os níveis de tensão da geração do aerogerador com o nível de tensão da rede de distribuição, as quais normalmente operam entre 13,8 kV e 34,5 kV [14].

Cada aerogerador possui um sistema de controle principal que monitora, otimiza e protege o aerogerador de operações indevidas. Nele encontram-se um sistema de pára-raios, protetores contra sobre corrente e curto-circuito, protetores contra sub e sobre tensão e sub e sobre frequência. Sob o comando do sistema de controle também se encontram os capacitores para compensação reativa ou o sistema de conversão de potência, quando existentes. Seja qual for o tipo de aerogerador, este dispõe necessariamente de um sistema de controle para sua operação correta e estável [8].

A Figura 13 apresenta os principais componentes de um aerogerador.

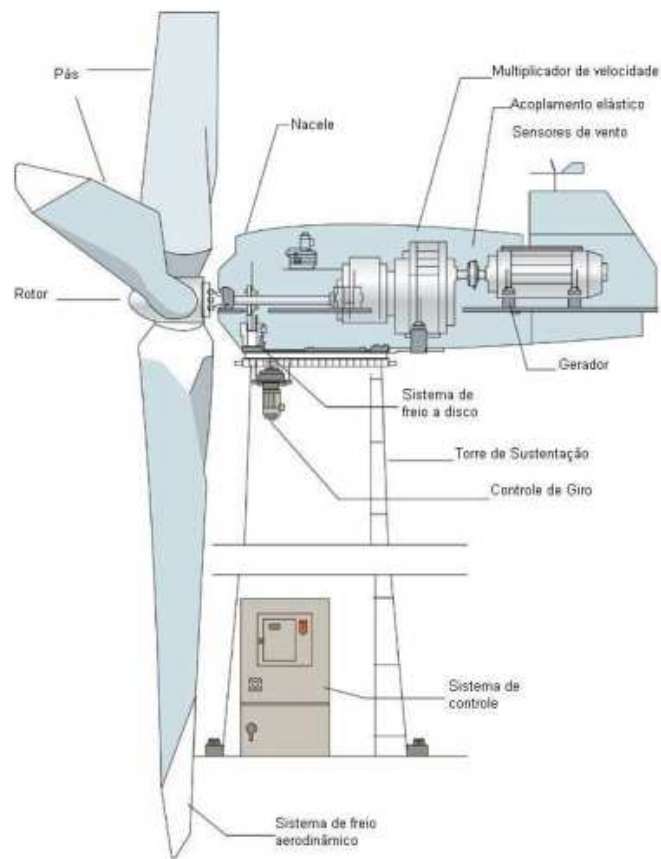


Figura 13 Principais componentes de um aerogerador. (Fonte: ANEEL, 2011).

3.2 VISÃO GERAL DAS CONFIGURAÇÕES DE AEROGERADORES

3.2.1 Controle de Velocidade

No início da década de 1990, as turbinas eólicas operavam com velocidade fixa. Isso significa que, independentemente da velocidade do vento, a velocidade do rotor da turbina eólica é fixada e determinada pela frequência da rede de abastecimento, pela relação de marcha e pelas características do gerador [13].

Geralmente, turbinas eólicas de velocidade fixa são equipadas com um gerador de indução (gaiola de esquilo ou rotor bobinado) diretamente conectado à rede, com um *Soft- Starter* para suavizar essa conexão e um banco de capacitores para reduzir a compensação de potência reativa. Elas são projetadas para alcançar a máxima eficiência a uma velocidade particular do vento. Esse é o chamado “conceito dinamarquês” [13].

A turbina eólica de velocidade fixa tem a vantagem de ser simples, robusta e confiável. E o custo de suas partes elétricas é baixo. Suas desvantagens são um consumo de energia reativa difícil de controlar, estresse mecânico e controle limitado da qualidade de energia. Devido à sua operação de velocidade fixa, todas as flutuações na velocidade do vento são transmitidas como flutuações no torque mecânico e, conseqüentemente, como flutuações na energia elétrica na rede.

Durante os últimos anos, as turbinas eólicas de velocidade variável tornaram-se o tipo dominante no mercado. A operação com velocidade variável torna possível adaptar (acelerar ou desacelerar) a velocidade de rotação ω da turbina para a velocidade do vento incidente v de uma forma contínua. Desta forma, a relação de velocidades λ (*tip speed ratio*) é mantida constante num valor pré-definido que corresponde ao coeficiente de potência máxima $C_{p_{MAX}}$. Como visto na seção 2.2.2, λ é igual a $\omega R/v$ onde R é o raio do rotor [13].

Ao contrário de um sistema de velocidade fixa, um sistema de velocidade variável mantém o torque do gerador constante e as variações de vento são absorvidas por variações na velocidade do gerador. É tipicamente equipado com um gerador síncrono ou de indução e conectado à rede através de um conversor de potência.

Com o uso de conversores operando com algoritmos *Maximum Power Point Tracking* (MPPT) que calculam a velocidade ótima do gerador dada uma velocidade do vento, é possível extrair a máxima potência da turbina numa faixa maior de velocidades do vento. Nos sistemas eólicos com velocidade variável, o ganho de energia pode variar de 3% a 28% quando comparados com sistemas de velocidade fixa, dependendo das condições do vento e dos parâmetros da turbina [14].

As vantagens de turbinas eólicas de velocidade variável são uma maior captação de energia, energia de melhor qualidade e reduzido estresse mecânico sobre a turbina eólica. As

desvantagens são o uso de mais componentes, o aumento do custo do equipamento e as perdas por causa da eletrônica de potência [13].

O desenvolvimento de turbinas eólicas de velocidade variável aumenta o número de tipos de geradores aplicáveis e também apresenta vários graus de liberdade na combinação do tipo de gerador com o tipo de conversor de potência.

3.2.2 Controle de Potência

Todas as turbinas eólicas são projetadas com algum tipo de controle de potência. O método de controle mais simples, mais robusto e mais barato é o controle *stall* (controle passivo), onde as pás são aparafusadas no cubo do rotor num ângulo fixo, não podendo girar em torno do seu eixo longitudinal. O ângulo de passo é escolhido de forma que, para velocidades de vento superiores à de projeto, o escoamento de ar em torno do perfil da pá descola da superfície, reduzindo as forças de sustentação e aumentando as forças de arrasto, causando perda de potência por descolamento aerodinâmico do vento. Assim, a potência aerodinâmica sobre as pás é limitada. Algumas desvantagens desse método são menor eficiência em velocidades baixas de vento e variações na máxima potência em regime permanente [13].

Outro tipo de controle é o de passo (*pitch*), que necessita de informações do vento incidente vindas do sistema de controle. Sempre que a potência nominal do gerador é ultrapassada, devido a 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 as forças aerodinâmicas atuantes na pá reduzindo assim a potência extraída do vento. Para todas as velocidades de vento superiores à de projeto, o ângulo é escolhido de forma que o aerogerador produza apenas a potência nominal.

As vantagens do controle *pitch* são uma melhor regulação de potência, arranque e parada de emergência. Algumas desvantagens são a complexidade extra, decorrente do mecanismo de passo (*pitch*), e as altas flutuações de potência em velocidades altas de vento. De uma maneira geral, permitem um controle mais preciso da potência mecânica entregue ao gerador elétrico, sobretudo na proximidade da potência nominal, enquanto máquinas com regulação por *stall* exigem uma mecânica mais robusta, pois a limitação da captação da energia do vento é efetuada de forma passiva por processos aerodinâmicos.

A Figura 14 apresenta as curvas de potência características para turbinas com regulação de potência por: (a) variação do ângulo de passo das pás (*pitch*) e (b) por descolamento aerodinâmico (*stall*).

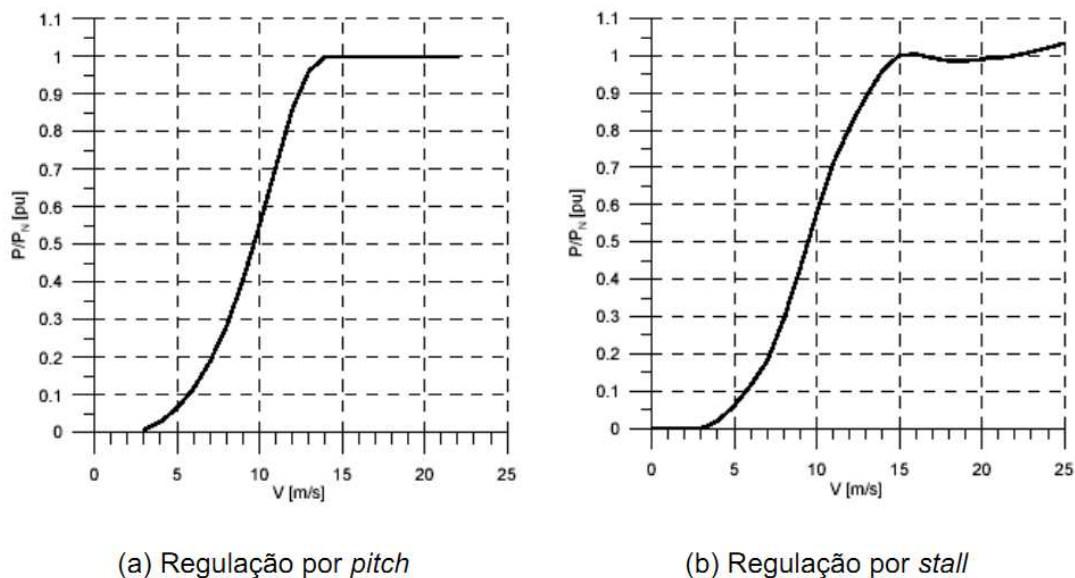


Figura 14 Curvas de regulação de potência de turbinas eólicas: (a) *pitch* e (b) *stall*. (Fonte: CEPEL, 2008).

A terceira estratégia de controle possível é o controle *stall* ativo. Como o nome indica, o *stall* da pá é ativamente controlado pelo ângulo de passo das pás. Nas velocidades baixas de vento, as pás são semelhantes a uma turbina eólica com controle *pitch*, a fim de alcançar a máxima eficiência. Em velocidades de vento forte as pás entram em *stall* girando na direção oposta à de uma turbina com controle de passo. A turbina eólica com *stall* ativo possui um controle de potência mais suave, sem oscilações bruscas de potência, como no caso do

controle *pitch*. Este tipo de controle tem a vantagem de ser capaz de compensar as variações na densidade do ar. A combinação com o mecanismo de controle de passo facilita a realização de paradas de emergência e o arranque da turbina eólica [13].

A Figura 15 mostra o mecanismo de regulação de potência por controle de passo.

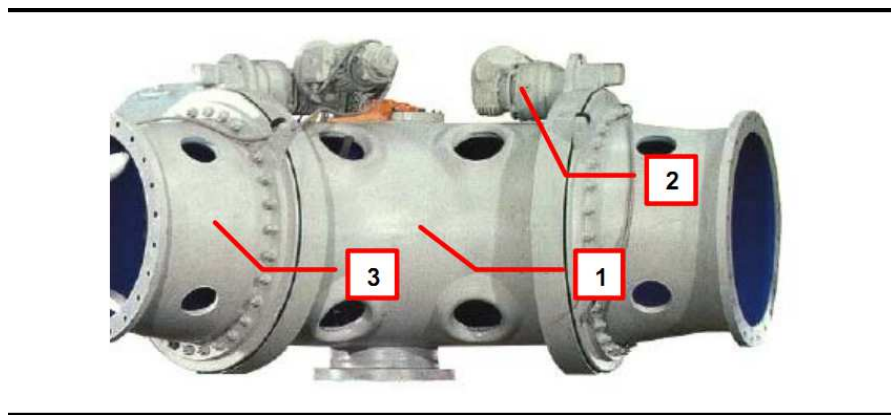


Figura 15 Sistema de controle tipo *pitch* de um aerogerador E-40 (500 kW) da Enercon: (1) Cubo do rotor; (2) Motor de acionamento do *pitch*; (3) Adaptador da pá. (Fonte: ENERCON, 2004).

3.3 PRINCIPAIS CONFIGURAÇÕES

As principais configurações de aerogeradores são divididas em velocidade fixa e velocidade variável. Sistemas com velocidade variável podem ainda ser divididos em sistemas com conversor eletrônico processando totalmente a potência e processando parcialmente a potência. Aplicando o controle de velocidade como critério, existem quatro tipos dominantes de aerogeradores, descritos a seguir [13].

A configuração Tipo A, apresentada na Figura 16, consiste num aerogerador que opera com velocidade fixa e caixa multiplicadora. Um gerador de indução rotor gaiola de esquilo (GIRG) é conectado diretamente à rede através de um transformador. O GIRG sempre absorve potência reativa da rede, por isso, utiliza-se um banco de capacitores para compensação de potência reativa. Um *Soft-Starter* é utilizado para suavizar a conexão à rede. Independentemente do tipo de controle de potência numa turbina eólica de velocidade fixa, as variações do vento são convertidas em variações mecânicas e, conseqüentemente, em

variações de potência elétrica. É o “conceito dinamarquês” visto anteriormente. As principais desvantagens desta configuração é que ela não suporta nenhum controle de velocidade, exige uma rede rígida e sua construção mecânica deve ser capaz de tolerar o alto estresse mecânico. As turbinas eólicas de velocidade fixa Tipo A admitem os três tipos de controle de potência possíveis: *stall*, ativo *stall* e *pitch*.

Tipo A

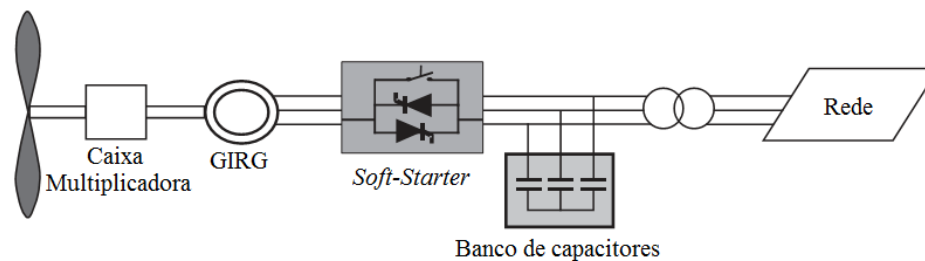


Figura 16 Configuração Tipo A. (Fonte: ACKERMANN, 2005).

A configuração Tipo B, mostrada na Figura 17, corresponde à turbina eólica de velocidade variável limitada com resistência do rotor do gerador variável, conhecido como *OptiSlip* (é uma marca registrada da empresa dinamarquesa Vestas Wind Systems A/S). Utiliza um gerador de indução rotor bobinado (GIRB) conectado diretamente à rede. Um banco de capacitores realiza a compensação de potência reativa. Uma conexão mais suave à rede é obtida através de um *Soft-Starter*.

A característica única desta configuração, e que a torna diferente da configuração Tipo A, é que ela tem uma resistência variável adicional no rotor, que pode ser alterada por um conversor óptico controlado montado no eixo do rotor. Controlando a resistência total do rotor é possível controlar o escorregamento. Dessa forma, a potência de saída do sistema é controlada. A faixa do controle dinâmico de velocidade depende do tamanho da resistência variável do rotor. Normalmente, essa faixa de variação da velocidade é de 0 a 10 % acima da velocidade síncrona do gerador [13].

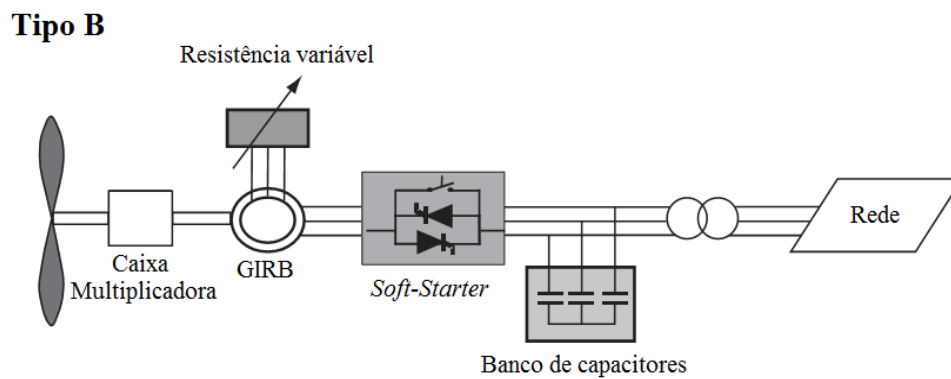


Figura 17 Configuração Tipo B. (Fonte: ACKERMANN, 2005).

A configuração Tipo C, mostrada na Figura 18, conhecida como gerador de indução com dupla alimentação (GIDA), corresponde à turbina eólica de velocidade variável limitada com gerador de indução rotor bobinado (GIRB) e conversor de frequência com processamento parcial da potência (20% a 30% da potência nominal do gerador) no circuito do rotor. O conversor de frequência realiza a compensação de potência reativa e uma conexão suave à rede. Tem uma ampla faixa de controle dinâmico de velocidade em comparação ao *OptiSlip*, mas depende do dimensionamento do conversor de frequência. Normalmente, a faixa de velocidade compreende de -40% a +30% da velocidade síncrona. O menor conversor de frequência faz esta configuração atraente do ponto de vista econômico. Suas desvantagens principais são o uso de anéis de escorregamento e proteção no caso de faltas na rede [13].

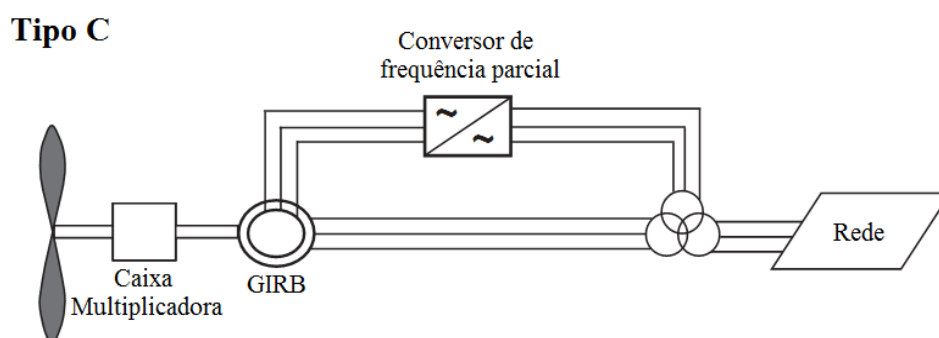


Figura 18 Configuração Tipo C. (Fonte: ACKERMANN, 2005).

O termo "dupla alimentação" refere-se ao fato de que a tensão no estator é solicitada da rede e a tensão no rotor é induzida pelo conversor de potência. O conversor compensa a

diferença entre a frequência mecânica e a frequência elétrica através da injeção de uma corrente no rotor com uma frequência variável.

A configuração Tipo D, mostrada na Figura 19, corresponde à turbina eólica com ampla variação de velocidade, com o gerador conectado à rede através de um conversor de frequência com processamento total da potência. O conversor de frequência realiza a compensação de potência reativa e uma conexão mais suave à rede. O gerador pode ser síncrono de rotor bobinado (GSRB), assíncrono de rotor bobinado (GIRB), ou síncrono com ímã permanente (GSIP).

Tipo D

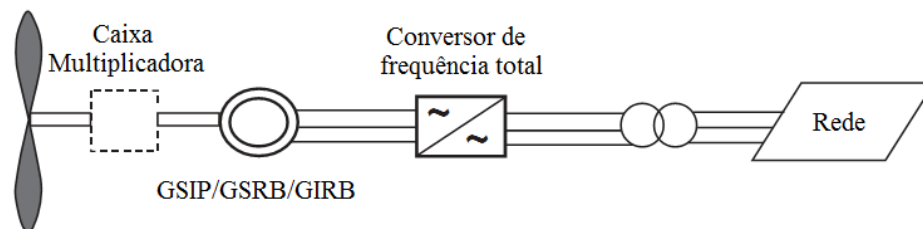


Figura 19 Configuração Tipo D. (Fonte: ACKERMANN, 2005).

Alguns sistemas de turbinas eólicas com ampla variação de velocidade não têm caixa de engrenagens. Nestes casos, um gerador síncrono multipolo com um grande diâmetro é utilizado permitindo uma operação com baixas rotações. As empresas de turbinas eólicas Enercon, Made e Lagerwey são exemplos de fabricantes que utilizam essa configuração.

No Rio Grande do Sul, a configuração utilizada nos parques eólicos existentes, é a Tipo D fabricada pela Wobben WindPower/Enercon. O aerogerador E-70 de 2 MW tem 71 metros de diâmetro de rotor. Em Osório, foram instaladas 75 unidades desse modelo. A Figura 20 ilustra com mais detalhes o fluxo de energia num aerogerador com essa configuração.

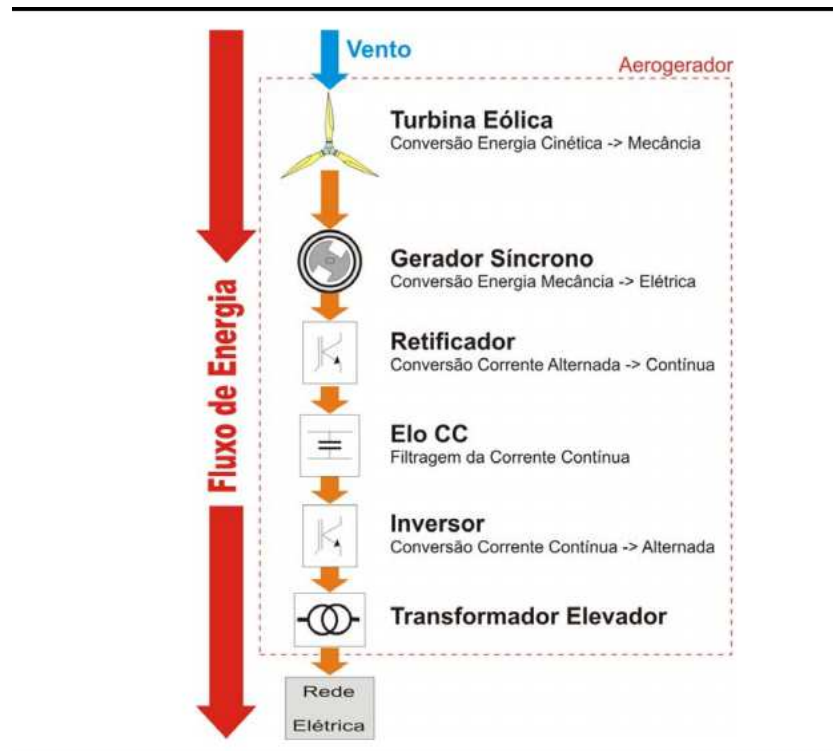


Figura 20 Detalhes do fluxo de energia num aerogerador Tipo D. (Fonte: ENERCON, 2004).

A turbina eólica, dotada de controle de potência tipo *pitch*, é o componente responsável pela conversão da energia cinética dos ventos em energia mecânica.

O gerador síncrono, conectado diretamente à turbina eólica, converte a energia mecânica em energia elétrica. Como todo conjunto rotativo (turbina eólica + gerador síncrono) opera com rotação variável, a frequência da tensão alternada trifásica produzida pelo aerogerador é variável.

O enrolamento do estator é conectado à rede elétrica através de um conversor de frequência com processamento total da potência do gerador (normalmente dimensionado para 120% da potência nominal). A amplitude e a frequência das tensões podem ser completamente controladas pelo conversor eletrônico do lado do gerador, controlando assim, a velocidade de rotação da turbina, até mesmo para velocidades muito baixas. Outra vantagem dessa configuração é a possibilidade de controle do fluxo através da corrente de excitação, o que permite diminuir as perdas em diferentes níveis de potência. O campo do gerador síncrono é alimentado por um retificador que controla a excitação do gerador [14].

O retificador transforma a corrente alternada em corrente contínua. O valor da corrente retificada é controlado por um conversor CC-CC, que disponibiliza essa corrente para o Elo de Corrente Contínua (Elo CC ou *link DC*). O controle de rotação da máquina é realizado através do controle da corrente retificada. Isto se reflete no torque eletromagnético no interior do gerador síncrono. Da diferença entre o torque mecânico (produzido pela turbina eólica) e o torque eletromagnético (no gerador) resulta o torque acelerante que incide sobre a inércia mecânica do conjunto rotativo, alterando ou mantendo constante a rotação deste conjunto [13].

O Elo CC é composto pelo barramento de corrente contínua, indutor de alisamento e capacitores. É o equipamento responsável pela filtragem da tensão e da corrente contínuas oriundas do retificador controlado.

O interfaceamento entre o Elo CC e a rede elétrica é realizado pelo inversor de frequência. Esse equipamento transforma a corrente contínua disponibilizada pelo Elo CC em corrente alternada, tipicamente trifásica com frequência de 60 Hz e tensão de 400 V. A etapa de potência do inversor é composta por chaves eletrônicas do tipo IGBT, operando com modulação tipo PWM. Nesta configuração, o inversor opera como uma fonte de corrente para a rede elétrica, medindo instantaneamente o valor de tensão da rede e calculando o valor de corrente que deve ser injetada na rede pelo conversor para que um determinado valor de potência ativa e reativa seja atingido [13].

E, por fim, o transformador elevador realiza a compatibilização da tensão da rede de distribuição (13,8 kV a 34,5 kV) com a tensão de trabalho do inversor de frequência [14].

A Figura 21 mostra os detalhes da fabricação de um gerador multipolo.



Figura 21 Fabricação de um gerador síncrono multipolo. (Fonte: ENERCON, 2007).

3.3.1 Conceitos de Geradores

Basicamente, um aerogerador pode ser equipado com qualquer tipo de gerador trifásico. A demanda por corrente elétrica compatível com a rede pode ser atendida através da ligação por conversores de frequência, mesmo que o gerador forneça corrente alternada (CA) com frequência variável. Vários tipos genéricos de geradores podem ser usados em turbinas eólicas.

3.3.1.1 Gerador Assíncrono

O gerador mais utilizado em turbinas eólicas é o assíncrono. As principais vantagens são robustez e simplicidade mecânica e, como ele é produzido em grandes séries, também tem um preço baixo. A principal desvantagem é que o estator precisa de uma corrente reativa de magnetização. Os geradores assíncronos não contêm ímãs permanentes e não são excitados

separadamente, eles precisam receber essa corrente de excitação de outra fonte e por isso, consomem potência reativa. A potência reativa pode ser fornecida pela rede ou por um sistema de eletrônica de potência. O campo magnético do gerador é estabelecido somente se ele estiver conectado à rede.

No caso de uma excitação CA, o campo magnético criado gira a uma velocidade determinada pelo número de pólos no enrolamento e pela frequência da corrente, a chamada velocidade síncrona. Assim, se o rotor gira a uma velocidade que excede a velocidade síncrona, um campo elétrico é induzido entre o rotor e o campo girante do estator por um movimento relativo (escorregamento), que causa uma corrente nos enrolamentos do rotor. A interação do campo magnético do rotor com o campo do estator resulta no torque atuando sobre o rotor [13].

O rotor de um gerador de indução pode ser projetado como um rotor em curto-circuito (GIRG – rotor gaiola de esquilo) ou como um rotor bobinado (GIRB).

Até agora, o GIRG tem sido a escolha predominante devido à sua simplicidade mecânica, alta eficiência e baixa manutenção [14].

No GIRG existe uma relação única entre potência ativa, potência reativa, tensão terminal e velocidade do rotor. Para uma turbina eólica significa que, em ventos fortes, para produzir mais potência ativa, o gerador consumirá mais potência reativa. Para um GIRG, a quantidade de consumo de potência reativa é incontrolável, porque varia de acordo com as condições de vento. Sem componentes elétricos para fornecer a potência reativa, o gerador absorve diretamente da rede. A potência reativa fornecida pela rede causa perdas adicionais de transmissão e em determinadas situações, pode tornar a rede instável. Bancos de capacitores ou conversores eletrônicos de potência modernos podem ser usados para reduzir esse consumo de potência reativa. A principal desvantagem é que os transitórios elétricos ocorrem durante a comutação.

Os GIRG podem ser usados em aerogeradores de velocidade fixa (Tipo A) ou de velocidade variável ampla (Tipo D). Neste último caso, a potência de frequência variável da máquina é convertida em potência de frequência fixa por meio de um conversor de potência *back-to-back* bidirecional.

No caso de um GIRB, as características elétricas de conexão do rotor podem ser controladas pelo lado de fora, e assim, uma tensão no rotor pode ser forçada. Os enrolamentos do rotor bobinado podem ser conectados externamente através de anéis coletores e escovas ou por meio de equipamentos eletrônicos de potência, que pode ou não exigir anéis coletores e escovas. Usando eletrônica de potência, a potência pode ser extraída ou absorvida pelo circuito do rotor e o gerador pode ser magnetizado tanto pelo circuito do estator quanto pelo circuito do rotor. A desvantagem do GIRB é que ele é mais caro e não tão robusto como o GIRG. A indústria de aerogeradores utiliza mais comumente as seguintes configurações de GIRB: o gerador de indução *OptiSlip* (GIOS), utilizado na configuração Tipo B apresentada na Figura 17, e o gerador de indução com dupla alimentação (GIDA) utilizado na configuração Tipo C apresentada na Figura 18 [13].

3.3.1.2 Gerador Síncrono

O gerador síncrono é muito mais caro e mecanicamente mais complicado do que um gerador de indução de um tamanho similar. No entanto, tem a clara vantagem de não precisar de uma magnetização reativa de corrente. O campo magnético no gerador síncrono pode ser criado usando ímãs permanentes ou com um enrolamento de campo convencional. Se o gerador síncrono for um GSRB multipolo ou um GSIP multipolo, ele pode ser usado para aplicações de acionamento direto sem caixa de velocidades [13].

Os enrolamentos do estator dos GSRB são conectados diretamente à rede e, portanto, a velocidade de rotação é estritamente fixada pela frequência da rede de abastecimento. O

enrolamento do rotor é excitado com corrente contínua usando anéis coletores e escovas ou com uma excitatriz sem escovas com um retificador rotativo. Ao contrário do gerador de indução, o gerador síncrono não necessita de qualquer sistema adicional de compensação de potência reativa. O enrolamento do rotor, através do qual a corrente contínua flui, gera o campo de excitação, que gira com velocidade síncrona. A velocidade do gerador síncrono é determinada pela frequência do campo girante e pelo número de pares de pólos do rotor.

Os fabricantes de aerogeradores Enercon e Lagerwey usam o conceito de turbinas eólicas Tipo D, conforme Figura 19, com um GSRB multipolo. Tem a vantagem de não precisar de uma caixa de câmbio, mas em contrapartida, o preço que tem que ser pago para tal projeto sem engrenagens é um gerador grande e pesado, como ilustrado na Figura 21, e um conversor de frequência capaz de lidar com toda a potência do sistema (custo elevado) [13].

3.3.2 Conceitos de Eletrônica de Potência

A configuração de turbinas eólicas com velocidade variável requer um sistema de eletrônica de potência que seja capaz de ajustar a frequência e a tensão do gerador com a da rede [13].

Com o controle de frequência, a eletrônica de potência torna possível hoje aplicar o conceito de velocidade variável. Esta característica resulta nos seguintes benefícios diretos para o aerogerador: (1) a operação ótima de energia; (2) carga reduzida no multiplicador e no eixo de engrenagens, pois as variações de velocidade do vento são absorvidas como variações de velocidade no rotor; (3) controle de carga, a vida útil das cargas podem ser prolongadas; (4) uma solução prática para turbinas eólicas sem engrenagens, pois o conversor de potência funciona como um multiplicador elétrico; e (5) emissão de ruído reduzido em baixas velocidades de vento. Em relação à turbina eólica, as desvantagens da eletrônica de potência são as perdas de potência e o aumento dos custos para os equipamentos adicionais.

A eletrônica de potência fornece ainda a possibilidade de os parques eólicos se tornarem elementos ativos no sistema de potência [13]. Em relação à rede, esta propriedade resulta em várias vantagens: (1) o fluxo de potência ativa ou reativa de um parque eólico é controlável; (2) o conversor de potência num parque eólico pode ser usado como uma fonte local de potência reativa (por exemplo, no caso de redes fracas); (3) o parque eólico tem uma influência positiva sobre a estabilidade da rede e (4) os conversores de potência melhoram a qualidade da energia do parque eólico reduzindo o nível de cintilação (*flicker*), filtrando as harmônicas de baixa frequência. Na medida em que a rede é afetada, a eletrônica de potência tem a desvantagem de gerar correntes com harmônicas na rede [13].

A eletrônica de potência inclui dispositivos como *Soft-Starters*, bancos de capacitores, retificadores, inversores e conversores de frequência. Há uma variedade de diferentes filosofias de projetos para retificadores, inversores e conversores de frequência [13].

Os elementos básicos de conversores de potência são diodos e comutadores eletrônicos, como tiristores convencionais ou comutáveis e transistores. Os mais conhecidos tiristores comutáveis e transistores são: GTOs (*gate turn-off thyristors*), IGTCs (*integrated gate commutated thyristors*), BJTs (*bipolar junction transistors*), MOSFETs (*metal oxide semiconductor field effect transistors*) e IGBTs (*insulated gate bipolar transistors*).

Os tiristores convencionais podem controlar a potência ativa, enquanto os tiristores comutáveis e os transistores podem controlar tanto a potência ativa como a reativa [13].

Os sistemas de velocidade variável podem usar muitos tipos diferentes de conversores de potência. Os conversores podem ser classificados como rede-comutados ou auto-comutados [14]. Um tipo comum de conversor rede-comutado é o tiristor. Ele é barato e confiável, mas consome potência reativa e produz correntes harmônicas que são difíceis de filtrar.

Típicos conversores auto-comutados consistem tanto de tiristores GTO quanto de transistores. Conversores auto-comutados são interessantes porque têm altas frequências de comutação. As harmônicas podem ser filtradas mais facilmente e, assim, suas perturbações à rede podem ser reduzidas a níveis baixos. Hoje, o transistor mais comum é o IGBT. A frequência de comutação típica de um IGBT está na faixa de 2 kHz a 20 kHz [13].

Os conversores auto-comutados são conversores de fonte de tensão (VSC – *Voltage Source Converter*) ou conversores de fonte de corrente (CSC – *Current Source Converter*). Eles podem controlar tanto a frequência como a tensão. No caso de um VSC, a tensão no armazenamento de energia (o *link* DC) é mantida constante por um capacitor grande, conforme Figura 22b. Num CSC, é justamente o oposto; a corrente no armazenamento de energia é mantida constante por um indutor de grande porte, segundo a Figura 22a. Eles podem ser implementados de várias maneiras: seis passos, amplitude de pulso modulada (PAM) ou largura de pulso modulado (PWM). A técnica mais utilizada é a PWM, onde os harmônicos de baixa frequência são eliminados e a frequência dos primeiros harmônicos de ordem superior ficam em torno da frequência de comutação do inversor ou retificador [13].

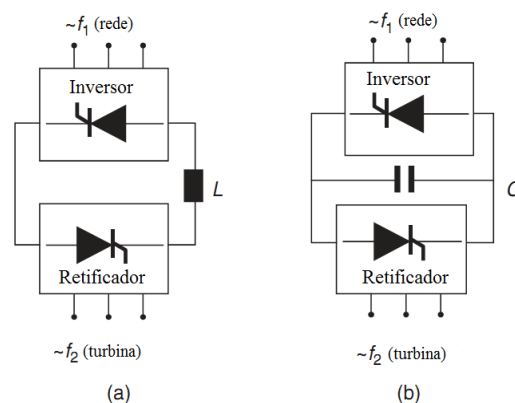


Figura 22 Tipos de conversores auto-comutados: (a) Fonte Conversora de Corrente (CSC); (b) Fonte Conversora de Tensão (VSC). (Fonte: ACKERMANN, 2005).

4 PARQUES EÓLICOS

Os parques eólicos são formados pelo agrupamento de vários aerogeradores num determinado local sob um mesmo ramal de ligação e medição. Neste capítulo, será feita uma breve descrição sobre as aplicações dos sistemas eólicos, as recomendações de como os aerogeradores devem ser distribuídos num parque eólico e os requisitos necessários para garantir a qualidade da energia fornecida.

4.1 APLICAÇÕES DOS SISTEMAS EÓLICOS

Um sistema eólico pode ser utilizado em três aplicações distintas: sistemas isolados, sistemas híbridos e sistemas interligados à rede elétrica.

Os sistemas isolados, mostrado na Figura 23a, utilizam aerogeradores de pequeno porte (≤ 10 kW) e necessitam de alguma forma de armazenamento de energia para uso doméstico, fazendas e aplicações remotas. Este armazenamento normalmente é feito através de baterias. Para alimentação de equipamentos que operam com corrente alternada (CA) é necessário a utilização de um inversor [4].

Os sistemas híbridos, mostrado na Figura 23b, são aqueles que, desconectados da rede convencional, apresentam várias fontes de geração de energia, como por exemplo, turbinas eólicas, geração a diesel, módulos fotovoltaicos, entre outras. Em geral, são empregados em sistemas de médio a grande porte (10 kW a 250 kW), destinados a atender um número maior de usuários. Por trabalhar com cargas em corrente alternada, também necessita de um inversor. Devido à grande complexidade de arranjos e multiplicidade de opções, a forma de otimização do sistema torna-se um estudo particular para cada caso [4].

Os sistemas interligados à rede, mostrado na Figura 23c, utilizam um grande número de aerogeradores de grande porte (≥ 250 kW) e toda a geração é entregue à rede elétrica, se caracterizando como um parque eólico.



Figura 23 Aplicações de sistemas eólicos: a) Sistemas isolados; b) Sistemas híbridos e c) Sistemas interligados à rede elétrica. (Fonte: CEPTEL, 2008).

A Figura 24a mostra o parque eólico em Osório – RS, com 150 MW de potência eólica instalada. É considerado atualmente, o maior do Hemisfério Sul. O parque eólico de Cerro Chato III (30 MW) em Santana do Livramento – RS está ilustrado na Figura 24b.

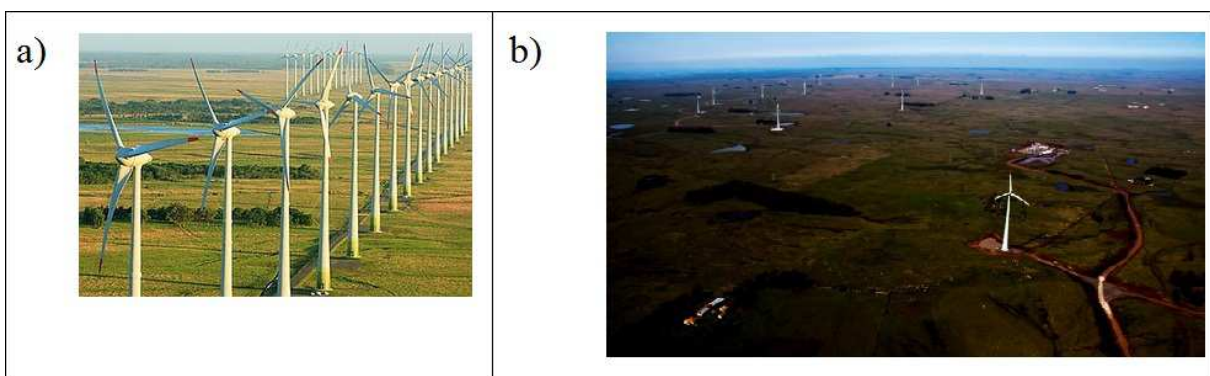


Figura 24 Parques eólicos instalados no RS: a) Osório (150 MW); b) Cerro Chato III (30 MW). (Fonte: www.wobben.com.br).

As instalações *off-shore* representam a nova fronteira da geração eólica. Embora tenham um custo maior de transporte, instalação e manutenção, elas têm crescido a cada ano principalmente com o esgotamento de áreas de grande potencial eólico em terra.

A indústria eólica tem investido no desenvolvimento tecnológico da adaptação das turbinas eólicas convencionais para uso no mar. Além do desenvolvimento tecnológico, os projetos *off-shore* necessitam de estratégias especiais quanto ao tipo de transporte das máquinas, sua instalação e operação. Todo o projeto deve ser coordenado de forma a utilizarem os períodos onde as condições marítimas propiciem um deslocamento e uma instalação com segurança.

A Figura 25 mostra o parque eólico *off-shore* de Lillgrund, na Suécia, com 49 aerogeradores de 2,3 MW cada, totalizando 112,7 MW de potência instalada.



Figura 25 Parque eólico *off-shore* de Lillgrund, na Suécia. (Fonte: EWEA, 2011).

4.2 INSTALAÇÕES DE PARQUES EÓLICOS

A absorção de energia cinética numa turbina eólica reduz a velocidade do vento à jusante do disco do rotor, como visto na seção 2.2.2. Gradualmente, essa velocidade recupera-se ao se misturar com as massas de ar predominantes do escoamento livre. Das forças de sustentação aerodinâmicas 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 da atmosfera.

De modo geral, uma distância considerada segura para a instalação de novas turbinas é da ordem de 10 vezes o diâmetro D do rotor da turbina, se instalada a jusante, e 5 vezes D , se instalada em relação ao vento predominante, conforme mostrado na Figura 26 [13].

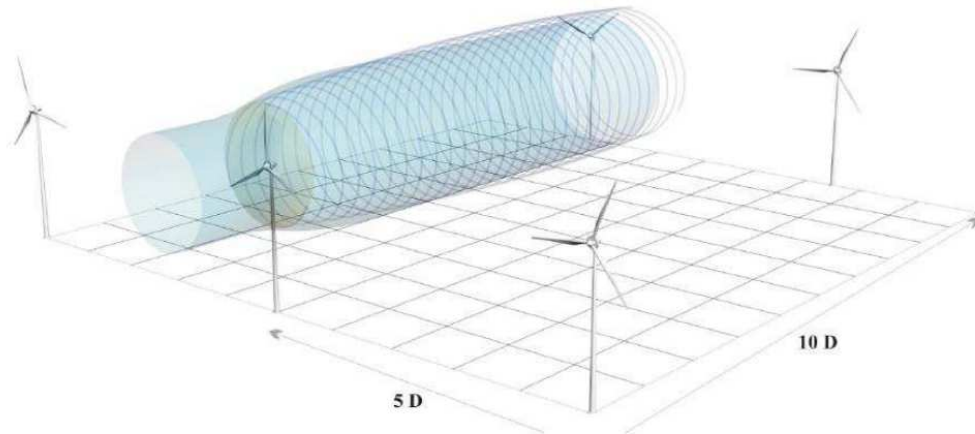


Figura 26 Distância mínima de afastamento entre turbinas eólicas. (Fonte: ACKERMANN, 2005).

A Figura 27 ilustra a ligação de um parque eólico à rede elétrica. Os aerogeradores são conectados em série formando fileiras, e tem a tensão elevada para a tensão da rede de distribuição (13,8 kV a 34,5 kV). Uma subestação local tem a função de elevar a tensão da rede de distribuição para a tensão da rede elétrica num ponto de conexão comum, transmitindo a energia gerada pelo parque eólico ao sistema elétrico de potência.

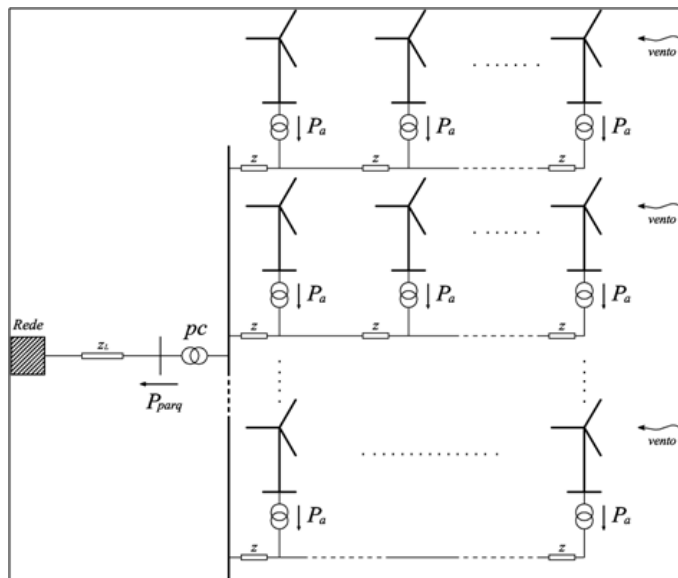


Figura 27 Conexão de um parque eólico à rede elétrica. (Fonte: HANSEN, 2001).

4.3 QUALIDADE DA ENERGIA

A qualidade de energia no contexto da geração eólica descreve o desempenho elétrico do sistema de geração da turbina eólica onde quaisquer perturbações sobre a rede elétrica devem ser mantidas dentro de limites técnicos considerando o nível de exigência imposto pelo gerente de operações da rede.

As principais causas de distúrbios na rede elétrica conseqüentes da conexão de parques eólicos, que podem afetar significativamente a qualidade da energia fornecida, são:

- Consumo excessivo de potência reativa;
- Injeção de harmônicos;
- Flutuações de tensão.

A solução para esses problemas pode vir da combinação de várias ações, tais como: forma de operação dos geradores, alterações nos componentes da rede elétrica, seleção do tipo de conexão dos geradores à rede elétrica, seleção da tecnologia de sistemas eólicos a ser utilizada, entre outras. Contudo, são extremamente dependentes das características dos equipamentos, do sistema e do sítio de instalação do parque eólico.

Diversos estudos são necessários para avaliar o impacto da instalação de usinas eólicas na rede elétrica e garantir as condições efetivas de operação do sistema, sem prejuízos na qualidade da energia fornecida aos consumidores. Atualmente, vários programas computacionais são utilizados para esse fim.

A avaliação das variações lentas de tensão é geralmente realizada pela análise dos sistemas elétricos em regime permanente que integram ou integrarão parques eólicos futuramente. O método mais apropriado para essa análise utiliza programas de fluxo de potência que incluam uma efetiva representação de geradores de indução. Um simples programa de fluxo de carga já permite uma análise adequada da integração de sistemas eólicos ao sistema elétrico.

Os estudos devem sempre avaliar o perfil de tensão nas barras consumidoras frente às situações extremas de carga (pesada e leve) e da geração eólica (nominal e desligada).

A modelagem de uma usina eólica com geração assíncrona num fluxo de potência normalmente é feita como uma geração fixa numa barra de carga PQ (que contém informações de potência ativa P e reativa Q).

A Tabela 3, retirada de Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST), mostra que a faixa de variação de tensão num ponto de conexão com tensão igual ou superior a 230 kV é considerada adequada se tiver 5% de variação em torno da tensão de referência [9].

Tabela 3 Pontos de conexão em tensão nominal igual ou superior a 230 kV. (Fonte: ANEEL, 2010).

Tensão de Atendimento (TA)	Faixa de Variação da Tensão de Leitura (TL) em Relação à Tensão de Referência (TR)
Adequada	$0,95TR \leq TL \leq 1,05TR$
Precária	$0,93TR \leq TL < 0,95TR$ ou $1,05TR < TL \leq 1,07TR$
Crítica	$TL < 0,93TR$ ou $TL > 1,07TR$

5 ESTUDO DE CASOS

Em sistemas elétricos de potência, constituído da geração, transmissão e distribuição de energia elétrica se faz necessário realizar vários estudos onde os mais importantes são os de fluxo de carga, despacho econômico, faltas e estabilidade [20].

Neste capítulo serão simulados alguns casos em situações extremas de carga (pesada e leve) e de geração eólica (nominal e desligada) proveniente dos parques eólicos que serão integrados ao sistema elétrico do Rio Grande do Sul. Será realizado um estudo de fluxo de potência, uma vez que tal estudo é utilizado para se obter algumas informações do sistema, dentre elas, módulo e ângulo da tensão em cada barra, potência ativa e reativa injetada em cada barra e o fluxo de potência ativa e reativa nas linhas de transmissão.

Também serão simulados casos de abertura de linhas de transmissão, e por fim, será feita uma comparação entre a energia gerada em usinas eólicas e termelétricas.

5.1 METODOLOGIA

Atualmente existem vários programas de simulação disponíveis no mercado, dentre os quais se destacam o ANAREDE e o *Power World*. O ANAREDE, simulador desenvolvido pelo CEPEL, possui grande confiabilidade nos resultados, mas não possui uma boa interface gráfica. O *Power World* é um programa que faz uso extensivo de gráficos, tabelas e animações, aumentando a compreensão das características do sistema. Possui uma interface gráfica bastante amigável entre usuário e máquina, por isso, optou-se pela sua utilização na realização deste trabalho [15].

A Figura 28 mostra uma visão geral do modelo do sistema elétrico do Rio Grande do Sul utilizado nas simulações no *Power World*. Para isso, foram utilizadas 40 barras, que é o limite para a versão educacional do programa [15]. Devido a esse fato, algumas barras e sua

respectivas cargas foram omitidas e representadas como circuitos equivalentes em outras barras de maior importância. Os parques eólicos estão destacados em vermelho.

Os parques eólicos Osório, dos Índios, Sangradouro e Cidreira I, todos conectados na barra OSORIO2, à direita na Figura 28, não serão analisados, pois já estão em operação.

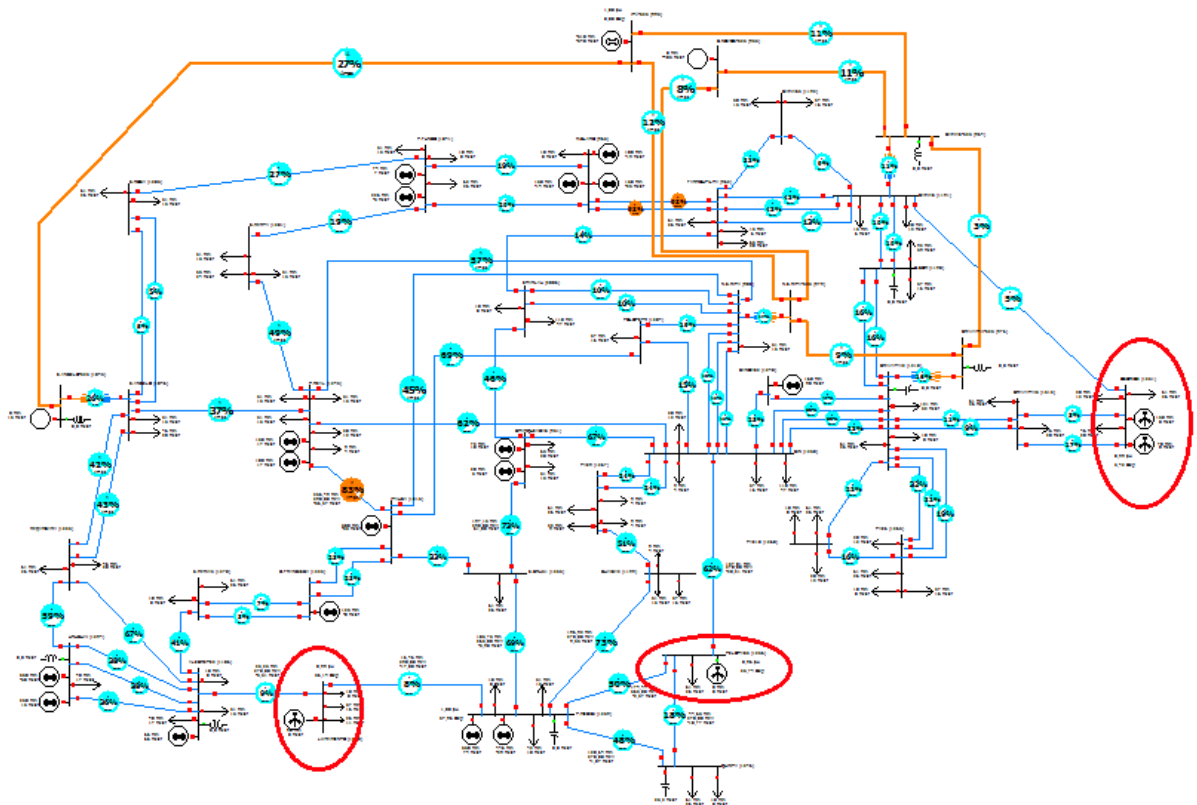


Figura 28 Modelo do sistema elétrico do RS no programa *Power World*.

Em Santana do Livramento – RS, o parque eólico de Cerro Chato III (30 MW) entrou em operação em junho deste ano, portanto, somente a integração de Cerro Chato I (30 MW) e Cerro Chato II (30 MW) na barra LIVRAMENTO, conforme Figura 29, será analisada neste trabalho, num total de 90 MW de energia eólica injetada nessa barra.

Os parques eólicos em Chuí – RS, Minuano (46 MW) e Chuí (98 MW), e o parques eólicos em Santa Vitória do Palmar – RS, Verace (258 MW), foram representados como uma fonte de geração eólica conectada à barra PELOTAS3, conforme Figura 29, totalizando 402 MW de energia eólica injetada nessa barra.

Para viabilizar a conexão destes parques eólicos, a Empresa de Pesquisa Energética (EPE) percebeu a necessidade de reforço do sistema de transmissão existente entre os municípios de Rio Grande – RS e Santa Vitória do Palmar – RS, tendo em vista que a linha de distribuição de 138 kV existente é insuficiente para transmitir toda a energia prevista. Dessa forma, existe a necessidade de implantação de uma nova linha de transmissão em 525 kV, para atender ao mercado local e as usinas eólicas que serão construídas [17].

Essa linha poderá ser construída entre Santa Vitória do Palmar – RS e Rio Grande – RS (QUINTA) ou entre Santa Vitória do Palmar – RS e Pelotas – RS (PELOTAS3). Para as simulações, optou-se por considerar que essa linha será conectada com PELOTAS3.

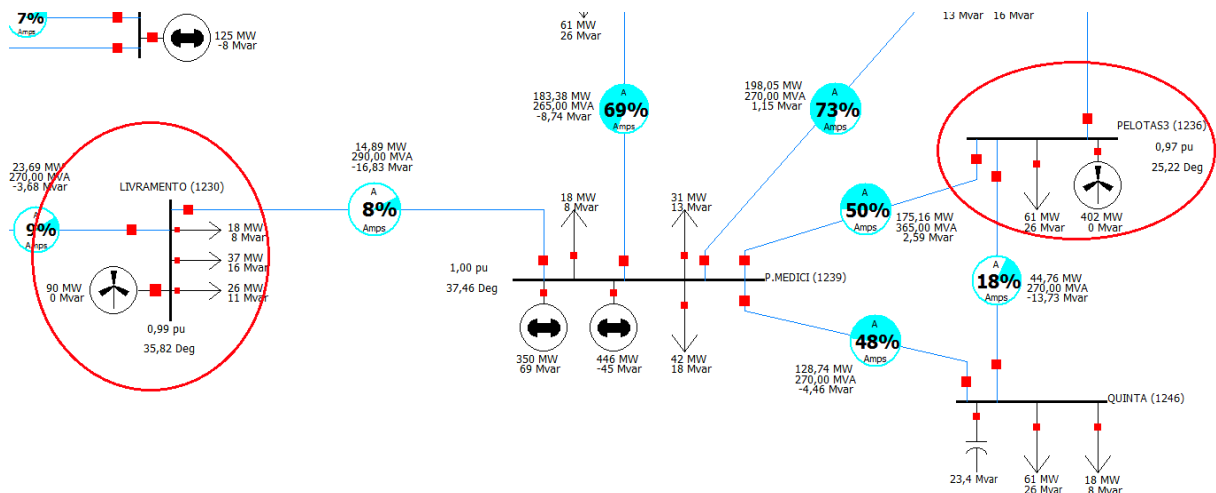


Figura 29 Parques eólicos que serão integrados ao sistema elétrico do RS.

Para as simulações de fluxo de potência adotou-se um Fator de Potência de 92% (FP=0,92) em todos os transformadores, tanto das subestações onde a tensão é rebaixada do sistema de transmissão (230 kV) para o sistema de sub transmissão (138 kV) ou para o sistema de distribuição (69 kV, 23 kV, ou 13,8kV), bem como nos transformadores das barras onde a tensão é elevada de 230 kV para 525 kV.

Para a análise do fluxo de potência da integração da energia eólica contratada, as fontes de geração de energia elétrica (hidrelétricas, termelétricas, etc.) serão consideradas operando com suas capacidades máximas, forçando uma situação extrema de fluxo nas linhas de transmissão do modelo do sistema elétrico utilizado no programa *Power World*.

Os dados das 40 barras e das 85 interligações que serviram para representar o sistema elétrico do Rio Grande do Sul no programa *Power World* foram retirados de Dados Técnicos do Sistema Interligado Nacional do Operador Nacional do Sistema (ONS – SINDAT) [16]. Esses dados estão disponíveis no ANEXO B.

O *Power World* admite apenas uma barra de referência ou *slack* (com tensão 1,0 pu e ângulo de tensão 0°), onde a fonte de geração nela conectada tem a função de absorver ou injetar potência ativa e reativa, de modo a fazer o balanço de potência no sistema. A barra escolhida foi ITA-525 kV, em Santa Catarina, por estar num dos extremos do sistema e interligada a Santo Ângelo – RS, Caxias do Sul – RS e Nova Santa Rita – RS por linhas de transmissão em 525 kV, sendo uma das barras principais de interligação do sistema elétrico do RS com o restante do país.

5.2 FLUXO DE POTÊNCIA

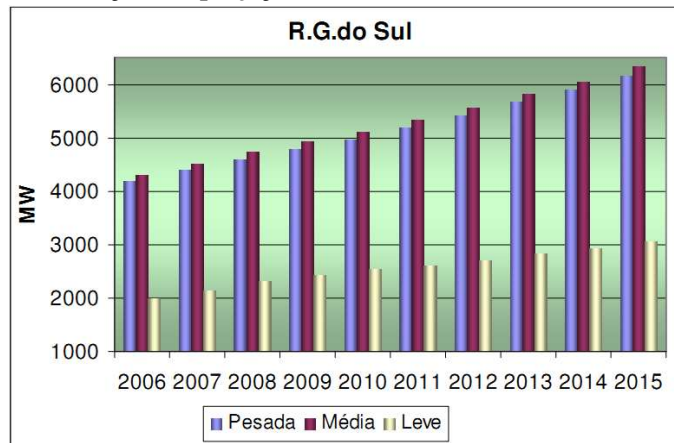
Como visto anteriormente, no sistema elétrico do RS serão injetados 492 MW de energia eólica até 2014. Nesta seção, serão simulados alguns casos com carga leve e com carga pesada, para verificar de uma forma geral, as alterações no fluxo de potência da rede causadas pela integração desses parques eólicos ao sistema elétrico de potência.

O Plano Decenal de Expansão de Energia (PDEE), desenvolvido pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE) aponta que o pico de consumo do RS não ocorre na carga pesada, e sim na carga média. Para o período 2011/2012, a projeção é de aproximadamente 2.700 MW para carga leve e de 5.700 MW para carga média, conforme Tabela 4 [10].

Todas as simulações de fluxo de potência deste trabalho foram realizadas utilizando o Método Newton-Raphson. A teoria sobre fluxo de carga é descrita no ANEXO A.

Para a representação das cargas adotou-se o modelo de carga com potência constante.

Tabela 4 Evolução das projeções de mercado do RS. (Fonte: EPE, 2011).



5.2.1 Carga Leve

Para a representação da carga leve do sistema elétrico, adotou-se a operação dos transformadores da rede de distribuição em 40 % de suas potências nominais. Os dados de barras estão detalhados no ANEXO B.1.

Primeiramente, a Figura 30 mostra a simulação do fluxo de potência com carga leve sem os parques eólicos que serão instalados, Cerro Chato I e II (60MW) na barra LIVRAMENTO, e Verace, Mínuano e Chuí (402MW) na barra PELOTAS3.

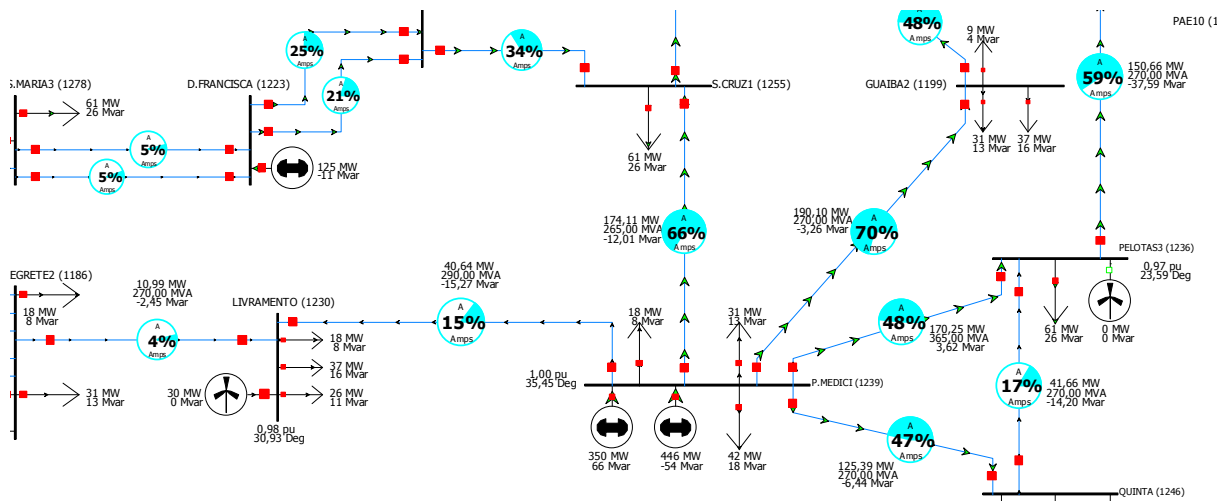


Figura 30 Simulação com carga leve sem os parques eólicos que serão integrados.

Podemos observar que na barra PELOTAS3, os parques eólicos estão desconectados, assim como na barra LIVRAMENTO somente Cerro Chato III (30MW) está conectado, ou

seja, este é o fluxo de potência com carga leve e todas as outras fontes de geração operando com suas capacidades máximas.

A Figura 31 apresenta então a simulação com os parques eólicos em análise conectados ao sistema elétrico de potência, 402 MW injetados na barra PELOTAS3 e mais 60 MW injetados na barra LIVRAMENTO.

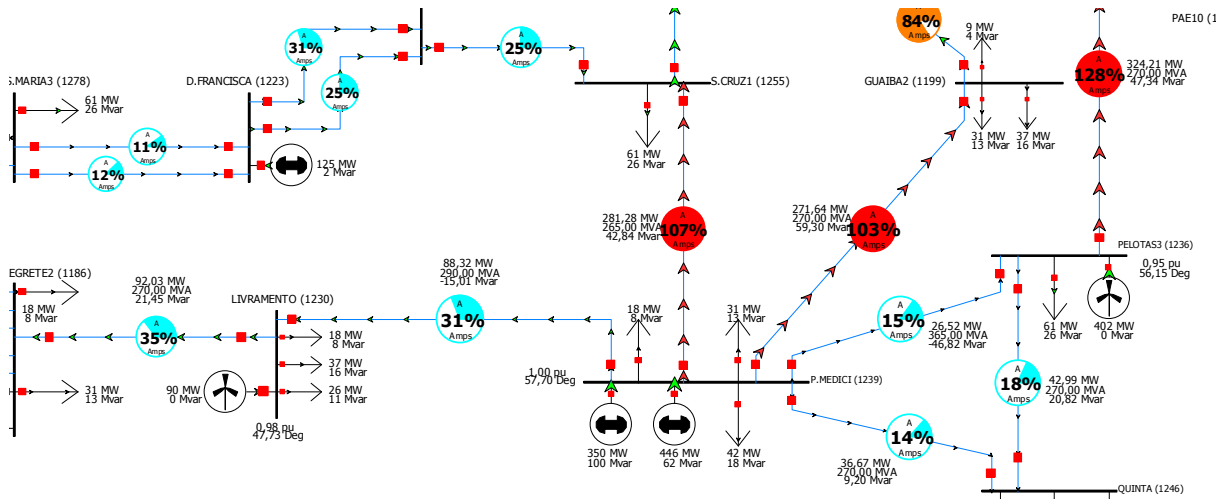


Figura 31 Simulação com carga leve e os parques eólicos em análise conectados ao sistema elétrico.

Analisando apenas a barra LIVRAMENTO nas Figuras 32 e 33.

LIVRAMENTO (1230)

Bus: LIVRAMENTO (1230) (1230)
 Nom kv: 230,00
 Area: 1 (1)
 Zone: 1 (1)
 0,9838 pu
 226,27 KV
 30,93 Deg
 0,00 R\$/MWh

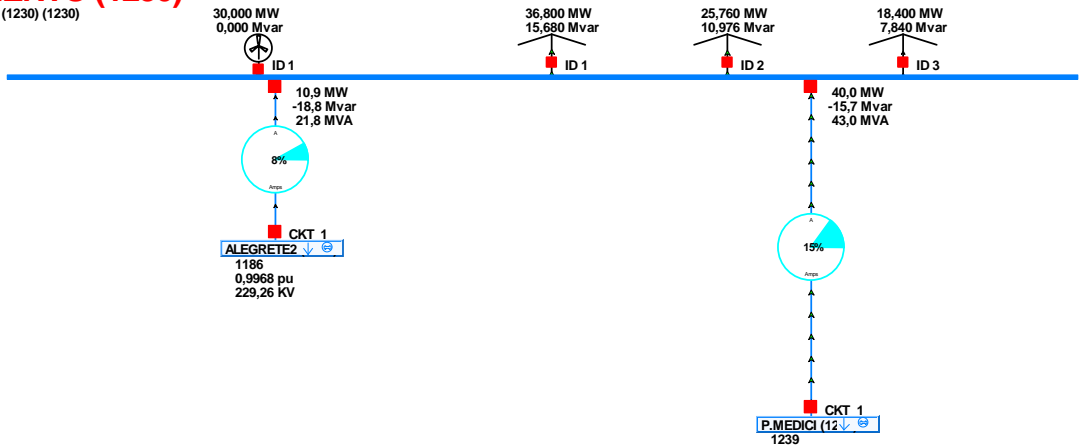


Figura 32 Fluxo de potência na barra LIVRAMENTO sem a conexão dos parques eólicos.

Pode-se observar na Figura 33, em comparação com a Figura 32, duas mudanças:

Um aumento do fluxo de potência de 15% para 30% da barra P.MEDICI para a barra LIVRAMENTO. Isso se deve ao fato de que parte da energia gerada pelas termelétricas

conectadas em P.MEDICI, que antes era absorvida pelas cargas em PELOTAS3 e QUINTA, é agora escoada por LIVRAMENTO, pois essas cargas passaram a ser supridas pela energia eólica injetada na barra PELOTAS3.

O fluxo de potência da barra LIVRAMENTO para a barra ALEGRETE2 inverteu, antes a barra importava 8% e agora exporta 38% do valor nominal da linha (270 MVA). Essa inversão se deve a energia eólica injetada na barra, que além de suprir a carga da mesma, exporta a energia excedente para ALEGRETE2, somada com a energia que vem da barra P.MEDICI.

LIVRAMENTO (1230)

Bus: LIVRAMENTO (1230) (1230)
 Nom kv: 230,00
 Area: 1 (1)
 Zone: 1 (1)

0,9771 pu
 224,72 KV
 47,73 Deg
 0,00 R\$/MWh

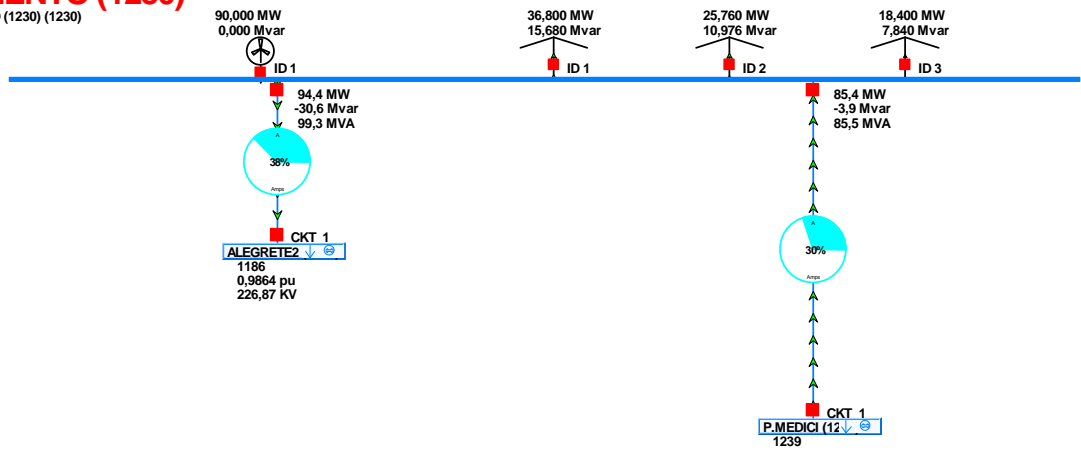


Figura 33 Fluxo de potência na barra LIVRAMENTO com a conexão dos parques eólicos.

Agora analisando apenas a barra PELOTAS3 nas Figuras 34 e 35.

PELOTAS3 (1236)

Bus: PELOTAS3 (1236) (1236)
 Nom kv: 230,00
 Area: 1 (1)
 Zone: 1 (1)

0,9719 pu
 223,54 KV
 23,59 Deg
 0,00 R\$/MWh

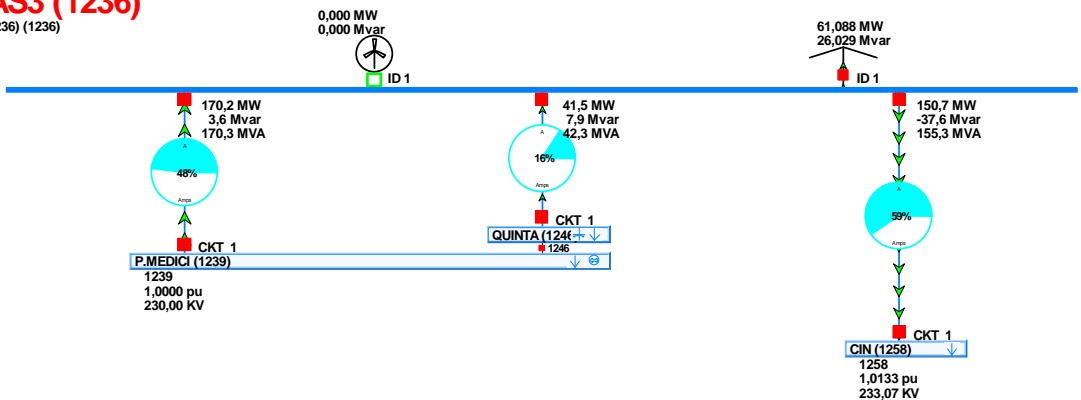


Figura 34 Fluxo de potência na barra PELOTAS3 sem a conexão dos parques eólicos.

Com a inserção dos parques eólicos no sistema, 402 MW de potência são injetados na barra PELOTAS3. Neste caso, podemos observar três mudanças na Figura 35 em comparação com a Figura 34:

O fluxo de potência na conexão com P.MEDICI diminuiu de 48% para 15% da potência nominal da linha (365 MVA) e o fluxo de potência na conexão com QUINTA continuou praticamente o mesmo, porém inverteu. Além de suprir a carga na barra PELOTAS3, agora a energia excedente é escoada para atender a carga da QUINTA, porém a geração de energia das termelétricas em P.MEDICI que atendia as cargas de PELOTAS3 e QUINTA foi distribuída para as outras linhas interligadas em P.MEDICI, sendo uma delas LIVRAMENTO como visto anteriormente.

A outra mudança é na linha de transmissão que conecta a barra PELOTAS3 à barra CIN (Cidade Industrial), que aumentou de 59% para 128% do seu valor nominal (270 MVA), ocorrendo uma sobrecarga. Esta sobrecarga ocorreu para demonstrar as consequências da injeção de energia eólica nas linhas afetadas por ela. Com os parques eólicos fornecendo a potência nominal, a geração nas termelétricas conectadas em P.MEDICI seria reduzida consideravelmente. Esse é um dos objetivos de se investir em energia eólica, que além de ser limpa, substitui a energia proveniente da queima de combustíveis fósseis. Assim, a sobrecarga na linha de transmissão analisada, seria evitada. Este assunto será abordado ainda na seção 5.4.

PELOTAS3 (1236)

Bus: PELOTAS3 (1236) (1236)
 Nom kV: 230,00
 Area: 1 (1)
 Zone: 1 (1)

0,9514 pu
 218,81 KV
 56,15 Deg
 0,00 R\$/MWh

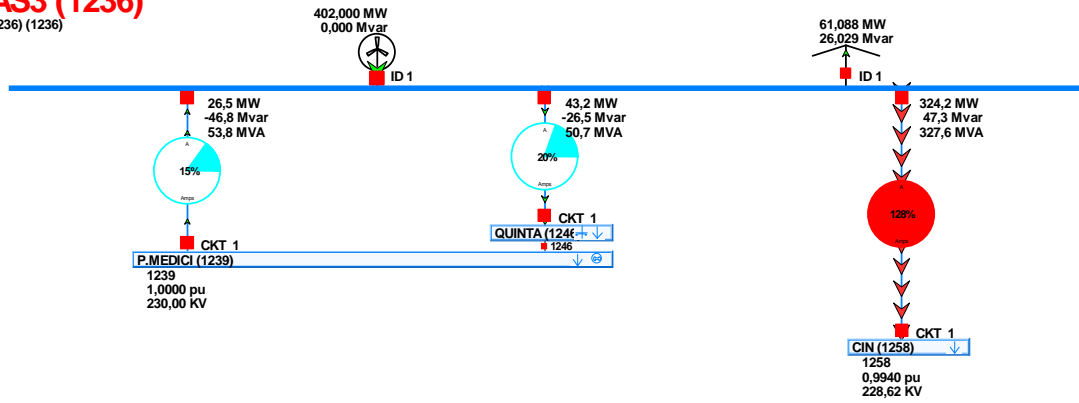


Figura 35 Fluxo de potência na barra PELOTAS3 com a conexão dos parques eólicos.

5.2.2 Carga Pesada

A simulação com carga pesada é similar a com carga leve, porém os transformadores do sistema de distribuição são considerados agora operando com 100 % de suas potências nominais. Os dados de barra do sistema com carga pesada estão detalhados no ANEXO B.2.

A Figura 36 mostra a simulação do fluxo de potência com carga pesada sem os parques eólicos que serão integrados, Cerro Chato I e II (60MW) na barra LIVRAMENTO, e Verace, Minuano e Chuí (402MW) na barra PELOTAS3.

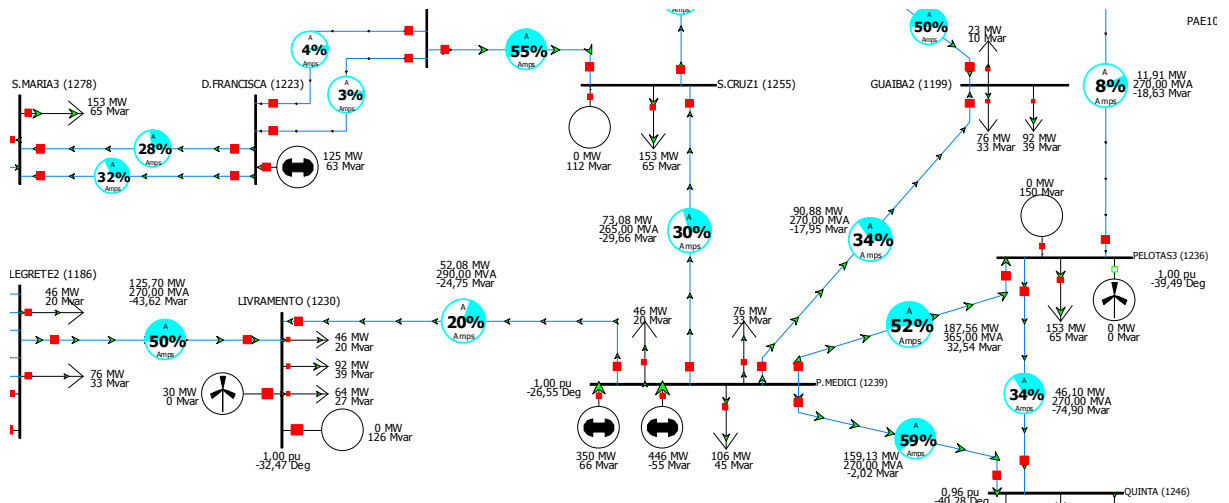


Figura 36 Simulação com carga pesada sem os parques eólicos que serão integrados.

Pode-se observar que na barra PELOTAS3, os parques eólicos estão desconectados do sistema elétrico, assim como na barra LIVRAMENTO somente Cerro Chato III (30 MW) está conectado. Esta é a simulação do fluxo de potência com carga pesada e todas as outras fontes de geração do sistema operando com suas capacidades máximas.

Para a simulação com carga pesada, nos dois casos, com e sem os parques eólicos, foi necessária a inclusão de geradores síncronos em algumas barras, a fim de compensar potência reativa no sistema. Sem essa compensação, além de sobrecarga em várias linhas, a tensão em quase a totalidade das barras do sistema ficou abaixo de 0,90 pu.

A Figura 37 apresenta então a simulação com os parques eólicos em análise conectados ao sistema elétrico de potência, 402 MW injetados na barra PELOTAS3 e mais 60 MW injetados na barra LIVRAMENTO.

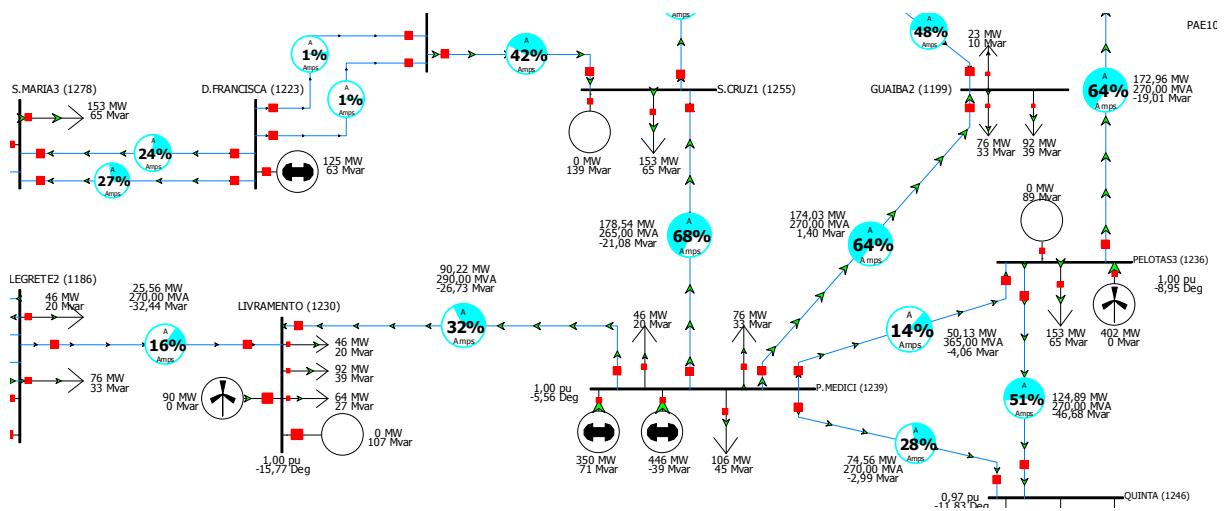


Figura 37 Simulação com carga pesada e os parques em análise conectados ao sistema elétrico.

Nas Figuras 38 e 39, analisando apenas a barra LIVRAMENTO.

LIVRAMENTO (1230)

Bus: LIVRAMENTO (1230) (1230)
 Nom kv: 230,00
 Area: 1 (1)
 Zone: 1 (1)

1,0000 pu
 230,00 KV
 -32,47 Deg
 0,00 R\$/MWh

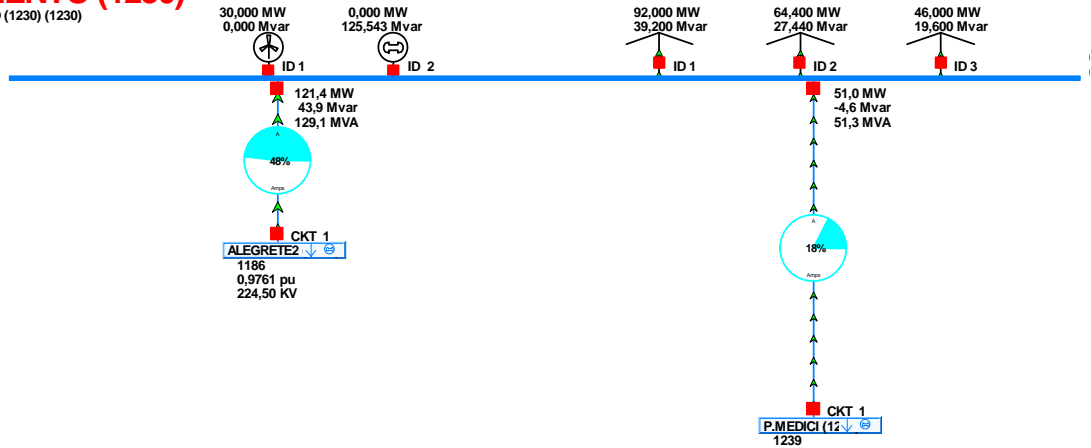


Figura 38 Fluxo de potência na barra LIVRAMENTO sem a conexão dos parques eólicos.

Comparando a Figura 38 com a Figura 39, pode-se observar que, com a injeção dos 60 MW referentes aos parques eólicos Cerro Chato I e II, menos energia é necessária para suprir a carga em LIVRAMENTO, ocorrendo uma diminuição da energia vinda de ALEGRETE2. Devido a injeção de energia eólica em PELOTAS3, a energia excedente em P.MEDICI é escoada para LIVRAMENTO, aumentando um pouco o fluxo de potência entre essas barras.

LIVRAMENTO (1230)

Bus: LIVRAMENTO (1230) (1230)
 Nom kv: 230,00
 Area: 1 (1)
 Zone: 1 (1)

1,0000 pu
 230,00 KV
 -15,77 Deg
 0,00 R\$/MWh

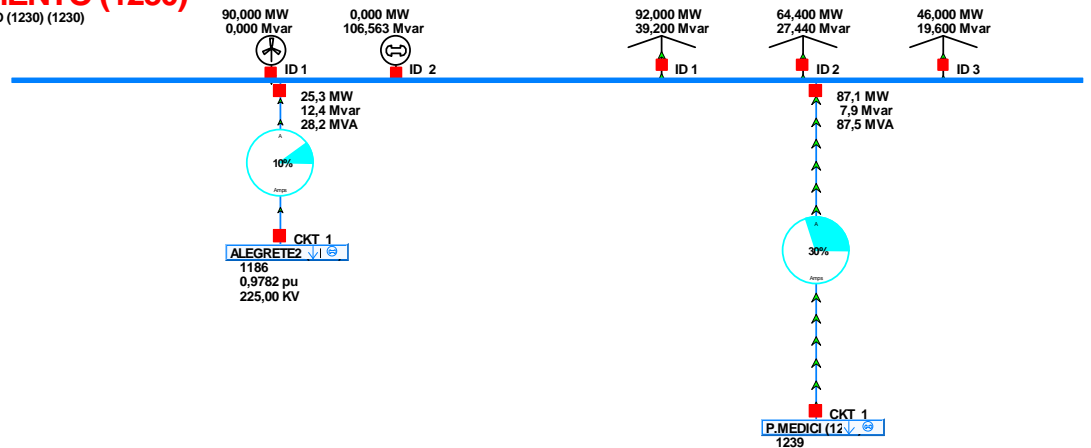


Figura 39 Fluxo de potência na barra LIVRAMENTO com a conexão dos parques eólicos.

Agora, analisando individualmente a barra PELOTAS3 nas Figuras 40 e 41.

PELOTAS3 (1236)

Bus: PELOTAS3 (1236) (1236)
Nom kv: 230,00
Area: 1 (1)
Zone: 1 (1)

1,0000 pu
230,00 KV
-39,49 Deg
0,00 R\$/MWh

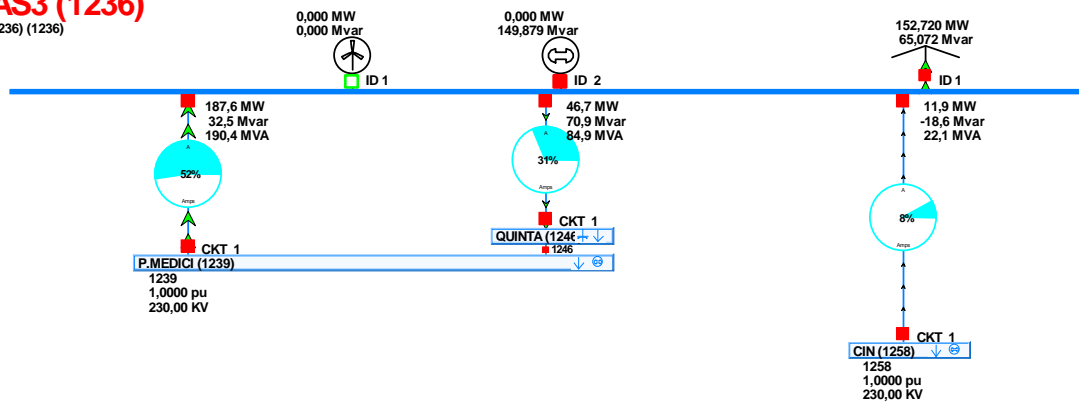


Figura 40 Fluxo de potência na barra PELOTAS3 sem a conexão dos parques eólicos.

Comparando a Figura 41 com a Figura 40, podemos observar que a linha de transmissão (de 270 MVA) que conecta a barra PELOTAS3 à barra CIN (Cidade Industrial) teve o fluxo de potência aumentado e invertido. Isto era esperado, pois com a injeção dos 402 MW provenientes dos parques eólicos, além de suprir a carga local, a energia excedente é escoada para as outras barras interligadas com PELOTAS3. Menos para P.MEDICI, onde a geração simulada é maior do que o consumo.

PELOTAS3 (1236)

Bus: PELOTAS3 (1236) (1236)
Nom kv: 230,00
Area: 1 (1)
Zone: 1 (1)

1,0000 pu
230,00 KV
-8,95 Deg
0,00 R\$/MWh

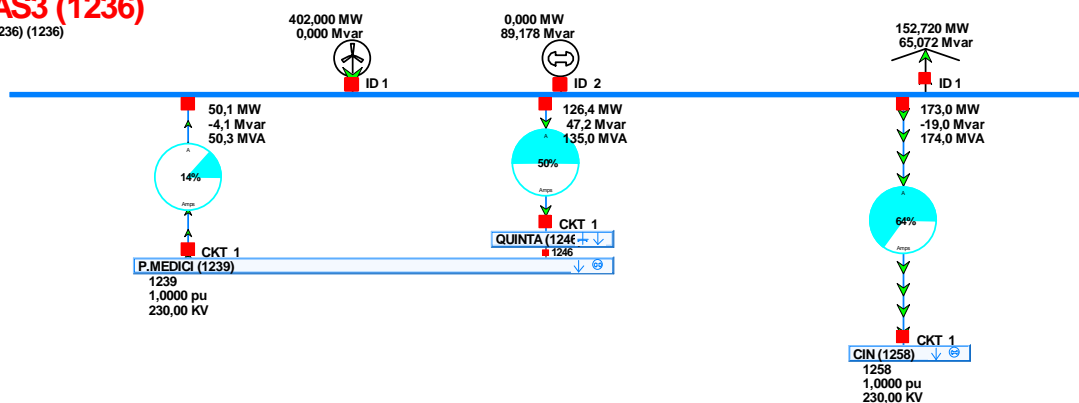


Figura 41 Fluxo de potência na barra PELOTAS3 com a conexão dos parques eólicos.

Uma observação importante deve ser ressaltada, com a integração dos parques eólicos, a linha de transmissão entre PELOTAS3 e CIN teve um fluxo de potência maior para a simulação com carga leve (128 % da potência nominal da linha) do que para a simulação com

carga pesada (64 %). Isto se deve ao fato de que, com carga leve, o sistema elétrico do RS exporta energia, em torno de 804 MW. No caso com carga pesada, o sistema precisa importar energia, em torno de 3.700 MW, para suprir a demanda (ver ANEXO B). Como, para fins de simulação, a geração (máxima) é muito maior do que a demanda (carga leve), ocorreu uma sobrecarga nessa linha para que houvesse o escoamento da energia gerada em excesso.

Na simulação com carga leve, todas as barras do sistema ficaram com módulo de tensão dentro da faixa de variação de 5% em torno da tensão de referência, com exceção das barras S.CRUZ1 e GUAIBA2 (ver ANEXO B.1).

Na simulação com carga pesada, o módulo de tensão das barras ficou dentro dessa faixa após a compensação de potência reativa realizada na rede, exceto a barra OSORIO2 (ver ANEXO B.2).

5.3 ANÁLISE DE CONTINGÊNCIAS

Sempre que se liga ou desliga um gerador, uma linha de transmissão ou um transformador do sistema, os fluxos de potências são rearranjados pelos elementos restantes e uma nova condição operativa é estabelecida no sistema, a qual é fundamental que seja avaliada. Nesta seção, será analisada cada barra individualmente, onde estão conectados os parques eólicos, simulando o desligamento, uma a uma, das linhas de transmissão que as interligam com outras barras.

Nas simulações, os parques eólicos estão conectados com geração máxima e com carga pesada em todo o sistema.

5.3.1 Barra LIVRAMENTO

A barra LIVRAMENTO tem duas conexões: com P.MEDICI e ALEGRETE2.

Nas Figuras 42 e 43, temos a simulação de abertura da linha de transmissão com P.MEDICI e com ALEGRETE2, respectivamente.

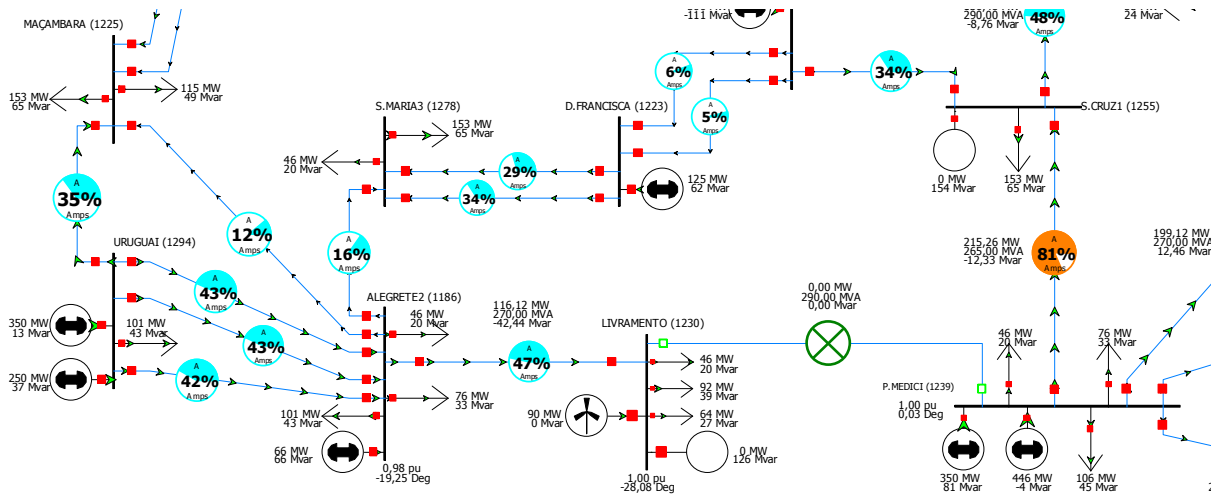


Figura 42 Simulação de abertura de linha entre LIVRAMENTO e P.MEDICI.

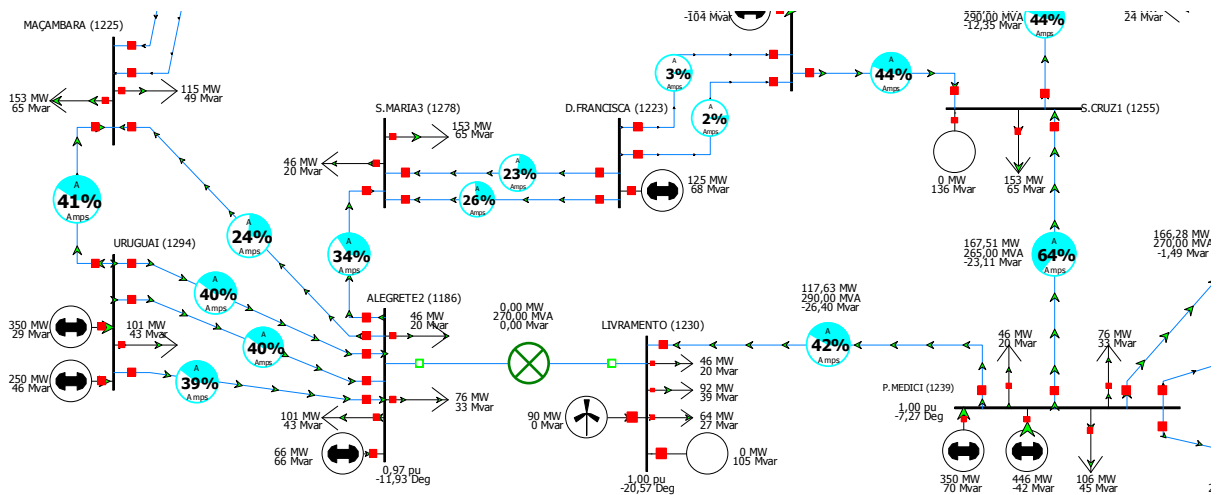


Figura 43 Simulação de abertura de linha entre LIVRAMENTO e ALEGRETE2.

Nos dois casos, a carga na barra LIVRAMENTO foi suprida sem sobrecarregar as outras linhas de transmissão, mostrando ser um sistema robusto.

5.3.2 Barra PELOTAS3

A barra PELOTAS3 tem três conexões: com CIN, P.MEDICI e QUINTA.

Nas Figuras 44, 45 e 46 temos a simulação de abertura de linha com cada uma dessas barras, respectivamente.

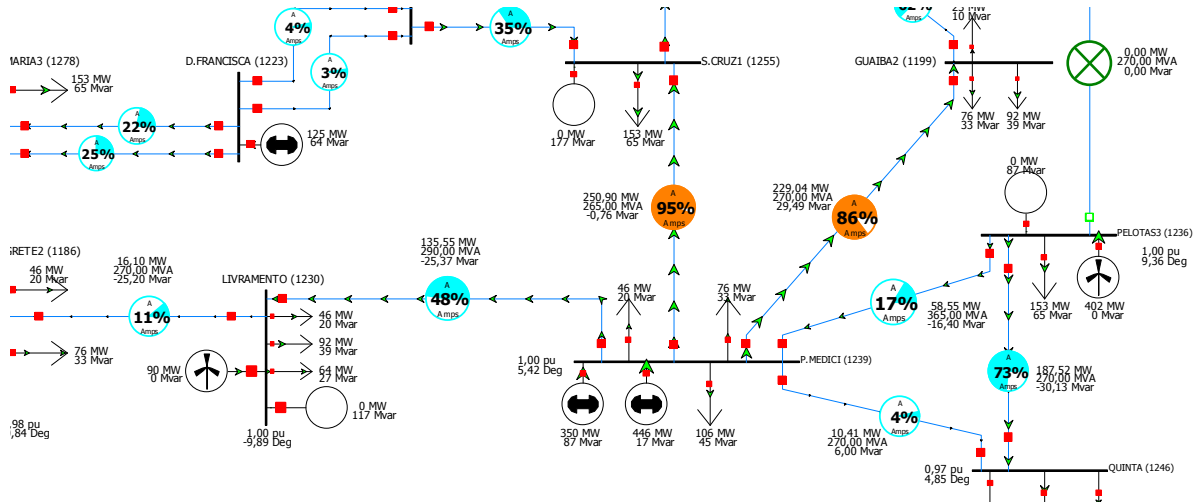


Figura 44 Simulação de abertura de linha entre PELOTAS3 e CIN.

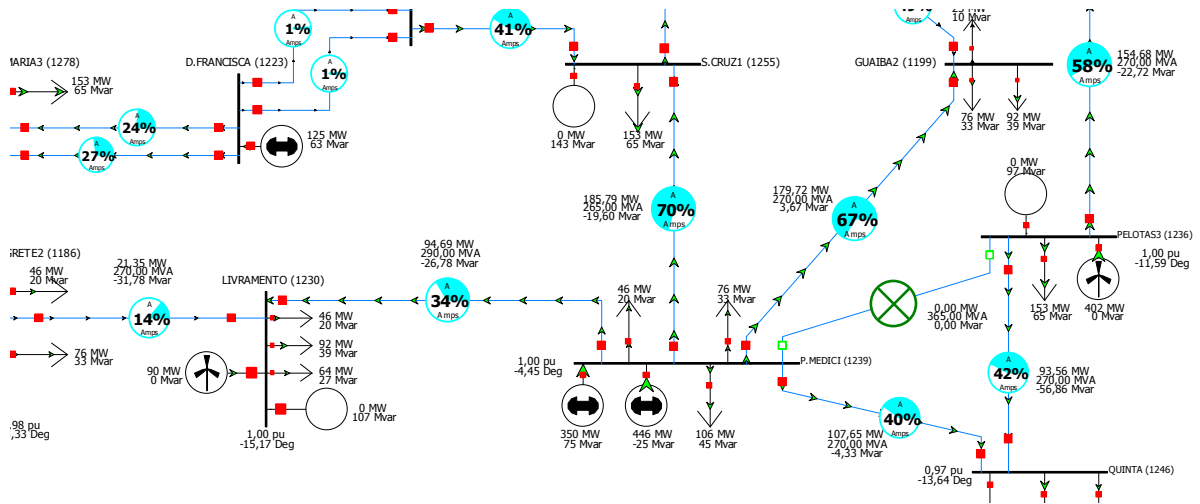


Figura 45 Simulação de abertura de linha entre PELOTAS3 e P.MEDICI.

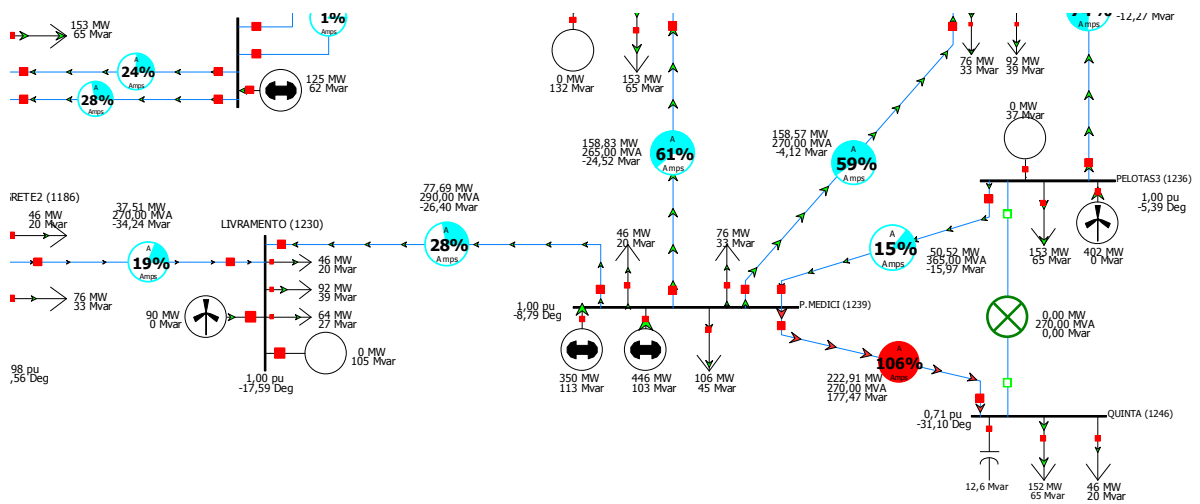


Figura 46 Simulação de abertura de linha entre PELOTAS3 e QUINTA.

Pode-se verificar que o caso mais crítico é a abertura de linha entre PELOTAS3 e QUINTA, onde ocorre uma sobrecarga na linha entre P.MEDICI e QUINTA (106% da potência nominal da linha).

Deve-se ressaltar que existe uma linha de transmissão em 138 kV entre QUINTA e PELOTAS3, que não pode ser representada devido à versão educacional do programa *Power World* ser limitado em 40 barras. Portanto, pode-se dizer que o sistema é robusto.

5.4 ENERGIA EÓLICA X TERMELÉTRICAS

Até agora, todas as simulações foram voltadas para verificar a variação do fluxo de potência nas linhas de transmissão ao redor das barras onde a energia eólica será injetada. Para isso, casos com e sem as fontes de energia eólica proveniente dos parques eólicos em análise foram simulados, sem variar as outras fontes de geração de energia do sistema.

Como já mencionado, um dos objetivos de se investir em energia eólica é por que ela é considerada uma energia mais limpa. Já as usinas termelétricas poluem o ambiente com a queima de combustíveis fósseis.

Nesta seção, para efeitos de comparação, serão simulados os mesmos casos anteriores, para carga leve e carga pesada, considerando o fornecimento máximo dos parques eólicos e com as termelétricas conectadas na barra P.MEDICI (Candiota III – 350 MW e UTE Pr. Médici – 446 MW) e na barra URUGUAIANA (UTE Uruguaiana – 600 MW) operando com a metade de suas capacidades de geração.

A usina termelétrica UTE Alegrete – 66 MW será considerada como desativada.

Na Figura 47, tem-se a simulação com carga leve.

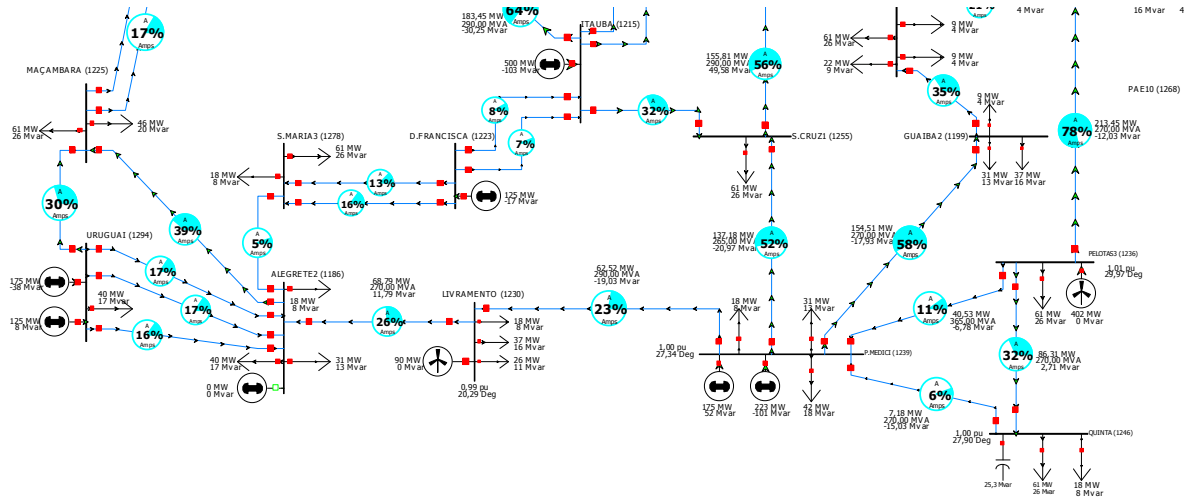


Figura 47 Simulação com carga leve e as termelétricas em P.MEDICI e URUGUAIANA operando com a metade de suas capacidades de geração.

Na Figura 48, tem-se a simulação com carga pesada.

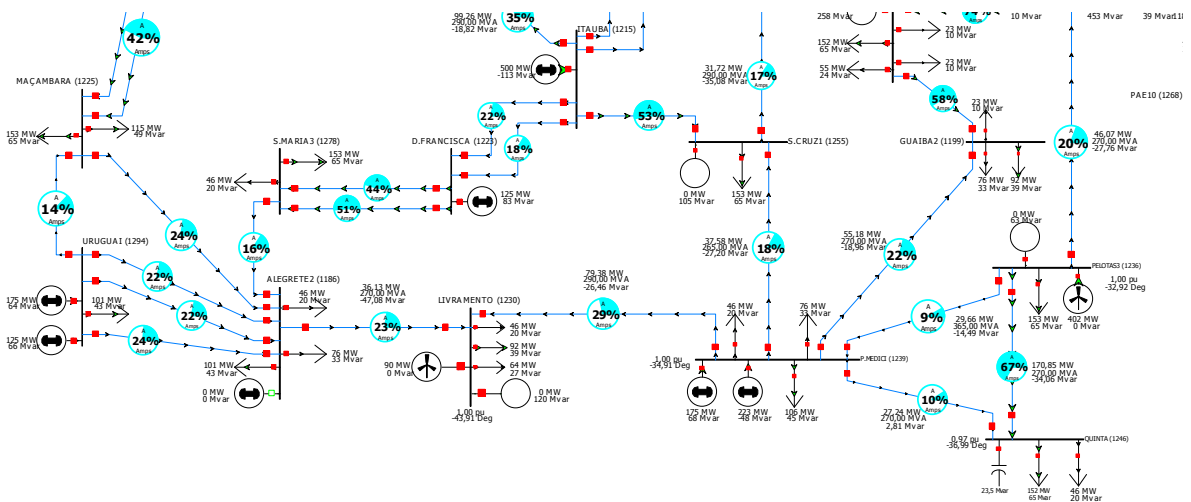


Figura 48 Simulação com carga pesada e as termelétricas em P.MEDICI e URUGUAIANA operando com a metade de suas capacidades de geração.

Considerando a injeção máxima de energia eólica no sistema e a diminuição da energia proveniente das usinas termelétricas mencionadas, podemos verificar que os resultados são melhores para as linhas de transmissão, nenhuma sobrecarga ocorreu. Além disso, como a energia eólica depende do vento, dificilmente um parque eólico fornecerá a potência máxima para a qual foi projetado. Isso também contribui para a não ocorrência de sobrecarga nas linhas, já que a injeção da potência máxima de um parque eólico no sistema é o caso mais extremo.

Portanto, faz parte do gerenciamento da rede equilibrar o fornecimento de energia das usinas termelétricas de acordo com a injeção de energia eólica no sistema, já que esta tem prioridade no fornecimento, para atender as diversas variações de cargas, de acordo com a demanda.

6 CONCLUSÕES

O *Power World* se apresentou como uma ferramenta clara, objetiva e eficaz nas simulações realizadas. A interface visual do simulador proporcionou facilidade na construção do modelo de representação do sistema e na inserção dos dados de barras e de linhas de transmissão. A animação do fluxo de potência proporcionou o entendimento do comportamento do sistema perante as variações de cargas simuladas.

Porém, neste trabalho, a versão educacional utilizada tem limitação do número de barras. Esta limitação (40 barras) não permitiu que todas as barras de 230 kV do sistema elétrico do Rio Grande do Sul (62 barras no total) pudessem ser representadas. Por isso, algumas barras do sistema foram omitidas tendo suas cargas distribuídas para as barras na outra extremidade das linhas de transmissão conectadas a elas.

Uma das consequências desta limitação foi a não representação de anéis de interligação. Em algumas barras, linhas de transmissão em 138 kV formam anéis de interligação com uma ou mais barras do sistema, dependendo da complexidade da rede na região. Um destaque deve ser dado para o anel de interligação em 138 kV entre PELOTAS3 e QUINTA e entre PELOTAS3 e P.MEDICI. A não representação destes anéis teve influência direta nas simulações de análise de contingências na seção 5.3.2, pois se pudessem ser representados no programa, haveria mais alternativas para o escoamento da energia eólica injetada na barra PELOTAS3. Logo, pode-se dizer que os resultados das simulações seriam melhores com a inclusão desses anéis ao sistema, reforçando a afirmação de que o sistema é robusto para os casos simulados de contingências.

A representação das cargas também teve influência da limitação de barras no modelo do sistema. Para as simulações, adotou-se a carga máxima numa barra como sendo 100% da potência nominal dos transformadores que rebaixam a tensão para a rede de distribuição,

sendo caracterizada como carga pesada, e 40% para carga leve, como visto nas seções 5.2.2 e 5.2.1, respectivamente. Porém, com a existência destes anéis de interligação, numa barra, nem toda a potência de um transformador é utilizada para o atendimento da carga na mesma, ficando parte dessa potência disponível para o atendimento à carga da outra barra que faz parte do anel de interligação.

Por causa disso, houve um super dimensionamento da representação da carga pesada no modelo simulado. Isto pode ser observado comparando as informações de carga do RS fornecida pela EPE, apresentadas na Tabela 4, com os dados de barras do sistema (ANEXO B). Segundo a EPE, a carga máxima no RS é em torno de 5.700 MW, e nas simulações com carga pesada, a carga total foi de aproximadamente 7.400 MW, um acréscimo de 29,8 %.

Para as simulações com carga leve, a representação da carga do sistema é mais condizente com a realidade. Segundo a EPE, a carga leve no RS é de 2.700 MW, e a carga total utilizada nas simulações foi de 2.957 MW, um acréscimo de 9,5 %.

Logo, estas simulações servem para se ter uma base do fluxo de potência do sistema elétrico do RS, pois com o dimensionamento adequado da carga e utilizando um modelo com mais de 40 barras, tanto nas simulações com carga pesada quanto nas simulações com carga leve, os resultados serão mais precisos e próximos da realidade.

Deve-se enfatizar que o sistema elétrico do RS é auto-suficiente para atender a demanda com carga leve. Nas simulações, podemos observar na barra de referência ITA-525 kV (*slack*), que o sistema exporta 805 MW (ANEXO B). Nas simulações com carga pesada, o sistema teve que importar 3.600 MW para atender a demanda. Na verdade, o sistema deve importar em torno de 1.900 MW, essa diferença de 1.700 MW é por causa desse super dimensionamento da carga mencionado acima.

As sobrecargas observadas nas linhas de transmissão circunvizinhas às barras analisadas, principalmente na barra PELOTAS3, se devem ao fato de que, a fim de se

observar o impacto da integração dos parques eólicos na rede, as outras usinas (termelétricas e hidrelétricas) foram conectadas ao sistema com geração máxima, forçando uma situação extrema de fluxo nas linhas de transmissão. A maior sobrecarga ocorreu na simulação com carga leve e os parques eólicos analisados conectados ao sistema, na Figura 31. Como a geração era maior do que a carga demandada, a energia excedente teve que ser escoada para outras partes do sistema, ocorrendo uma sobrecarga na linha entre PELOTAS3 e CIN.

Uma simulação com as usinas termelétricas em Uruguaiana – RS e Candiota – RS operando com a metade da capacidade de geração e com os parques eólicos analisados operando com capacidade máxima de geração foi realizada na seção 5.4. Os resultados foram satisfatórios, sem sobrecarga, tanto para simulações com carga leve quanto para simulações com carga pesada.

Em vista de todas estas considerações, mesmo com os erros de representação das cargas do sistema, pode-se dizer que, através das simulações realizadas, a infra-estrutura do sistema elétrico de potência atual do RS é capaz de suportar a energia eólica contratada que será injetada no sistema até 2014. O único reforço na rede, já planejado, é a linha de transmissão em 525 kV que será construída para interligar Santa Vitória do Palmar – RS e Pelotas – RS, pois a atual linha de transmissão em 138 kV que interliga Santa Vitória do Palmar – RS e Rio Grande – RS não suportará os 402 MW que serão injetados na rede [10].

Para trabalhos futuros, outras simulações com o programa *Power World* podem ser realizadas, como por exemplo, despacho econômico, uma análise de contingência simulando outros tipos de incertezas e análise da estabilidade do sistema, entre outros.

Outros leilões acontecerão em 2012, e se mais energia eólica for contratada, novos estudos e novas simulações deverão ser realizados para verificar a necessidade ou não de ampliações e/ou reforços na rede elétrica do RS.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] DUTRA, R. M., 2001. “*Viabilidade Técnico-Econômica da Energia Eólica face ao Novo Marco Regulatório do Setor Elétrico Brasileiro*”. Dissertação de M.Sc., Programa de Planejamento Energético, COPPE/UFRJ , Rio de Janeiro, Brasil.
- [2] TWELE, J., GASCH, R., 2002. “*Wind Power Plants – Fundamentals, Design, Construction and Operation*”. Ed. James & James London.
- [3] CHESF-BRASCEP, 1987. “*Fontes Energéticas Brasileiras, Tecnologia. Energia Eólica. V.1 De cata-ventos a aerogeradores: o uso do vento*”, Rio de Janeiro.
- [4] CEPEL, 2008. “*Atlas do Potencial Eólico Brasileiro*”. Ed. CEPEL, Rio de Janeiro.
- [5] SHEPHERD, D. G., 1994, “Historical Development of the Windmill”. In *Wind Turbine Technology – Fundamental Concepts of Wind Turbine Engineering*, SPERA, S.A, 1 ed. New York, pp 1-46.
- [6] DIVONE, L. V., 1994, “Evolution of Modern Wind Turbines”. In *Wind Turbine Technology – Fundamental Concepts of Wind Turbine Engineering*, SPERA, S.A, 1 ed. New York, ASME Press, pp 73-138.
- [7] EWEA, European Wind Energy Association, site: <<http://www.ewea.org>>. Acessado em outubro de 2011.
- [8] “*Energia Eólica – Princípios e Tecnologia*”, CRESESB, CEPEL, 2009.
- [9] ANEEL, Agência Nacional de Energia Elétrica, site: <<http://www.aneel.gov.br>>. Acessado em outubro de 2011.
- [10] EPE, Empresa de Pesquisa Energética, site: <<http://www.epe.gov.br>>. Acessado em outubro de 2011.
- [11] CCEE, Câmara de Comercialização de Energia Elétrica: <<http://www.ccee.org.br>>. Acessado em outubro de 2011.

[12] PAVINATTO, Eduardo Fiorini, 2005. “*Ferramenta para auxílio à análise de viabilidade técnica da conexão de parques eólicos à rede elétrica*”. Dissertação de M.Sc., Programa de Engenharia Elétrica, COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, Brasil.

[13] ACKERMANN, T., 2005. “*Wind Power in Power Systems*”. Ed. John Wiley & Sons, Ltda.

[14] HANSEN, L. H., 2001. “*Conceptual Survey of Generators and Power Electronics for Wind Turbines*”. Riso National Laboratory, Roskilde, Denmark.

[15] POWER WORLD, Programa de Simulação de Redes, “*Manual do Usuário*”, site: <<http://www.powerworld.com>>. Acessado em novembro de 2011.

[16] ONS-SINDAT, Operador Nacional do Sistema – Dados Técnicos do Sistema Interligado Nacional, site: <<http://www.ons.org.br>>. Acessado em novembro de 2011.

[17] PDEE, Plano Decenal de Expansão de Energia, site: <<http://www.aneel.gov.br>>. Acessado em novembro de 2011.

[18] ENERCON, Fabricante de Aerogeradores, site: <<http://www.enercon.de>>. Acessado em outubro de 2011.

[19] DEWI, German Wind Energy Institute, site: <<http://www.dewi.de>>. Acessado em outubro de 2011.

[20] SAADT, H., 1999, “*Power System Analysis*”. Ed. McGraw-Hill Companies.

ANEXO A – TEORIA DO FLUXO DE POTÊNCIA

O fluxo de potência representa uma solução das equações de uma rede elétrica.

As equações básicas do fluxo de potência são obtidas aplicando-se as Leis de Kirchhoff e um conjunto de restrições operacionais à rede elétrica, resultando num conjunto de equações e inequações algébricas não lineares que, mesmo para sistemas de pequeno porte, não tem uma solução trivial. Portanto, é necessário dispor de ferramentas computacionais que auxiliem na resolução do mesmo.

Os programas de fluxo de potência permitem calcular o módulo e o ângulo da tensão em todas as barras de um sistema, assim como o fluxo de potência ativa e reativa nos elementos da rede. Esse estudo fornece a solução de uma rede de energia elétrica, em regime permanente, para uma dada condição de operação, ou seja, para definidas condições de carga e geração, sujeitas a restrições operativas e à ação de dispositivos de controle.

Existem inúmeras aplicações para a solução do fluxo de potência, tais como: curto-circuito, estabilidade, confiabilidade, análise de contingência e fluxo de potência ótimo.

Para que este estudo seja possível são necessários alguns dados de entrada, são eles: dados da rede elétrica, geração ativa e reativa e carga ativa e reativa nas barras do sistema.

Como exemplo de restrições operativas tem-se: os limites de potência nas linhas e transformadores, os limites de variação do módulo de tensão nas barras e a capacidade de geração das máquinas.

Existem vários métodos para a solução do fluxo de potência, entre eles:

- Método de Newton-Raphson: tem como vantagem ser robusto numericamente e de rápida convergência. Utiliza a matriz admitância (Y) e a partir desta, é montada a matriz jacobiana.
- Método Desacoplado Rápido: é uma particularização do Método de Newton-Raphson. É baseado no forte desacoplamento entre as variáveis $P\theta$ e QV ,

significando que $\frac{dP}{d\theta} \gg \frac{dP}{dV}$ e $\frac{dQ}{dV} \gg \frac{dQ}{d\theta}$, com isso considera-se $\frac{dP}{dV} = 0$ e

$\frac{dQ}{d\theta} = 0$. Após essa aproximação, a matriz jacobiana apresenta uma grande

quantidade de zeros possibilitando que o sistema $P\theta$ e QV possam ser resolvidos separadamente e, diminuindo assim, o esforço computacional utilizando pouca memória e o tornando mais rápido.

- Fluxo de Potência Linearizado: é um método aproximado de solução que analisa somente o fluxo de potência ativa, também chamado de fluxo DC.

O método mais utilizado é o Método de Newton-Raphson, possui boa convergência e facilita a aplicação de esparsividade (tempos de execução mais baixos).

Para o estudo do fluxo de potência supõe-se o sistema equilibrado, logo só é utilizada a componente de sequência positiva. Este estudo é baseado num modelo nodal e utiliza-se a matriz admitância de barra, $\vec{I} = Y_{BARRA} \times \vec{V}$, onde: \vec{I} é o vetor de injeção de corrente na rede por fontes independentes; \vec{V} é o vetor de tensão nas barras e Y_{BARRA} é a matriz admitância.

A matriz admitância é utilizada porque demanda menos esforço computacional do que a matriz impedância, pois ela é simétrica e esparsa (95% dos elementos são nulos).

Na formulação mais simples do problema, a cada barra são associadas quatro variáveis, sendo que duas delas entram no problema como dados e duas como incógnitas: V_k – módulo da tensão da barra k ; θ_k – ângulo da tensão da barra k ; P_k – injeção líquida de potência ativa na barra k (geração menos carga); Q_k – injeção líquida de potência reativa na barra k (geração menos carga).

Estas quatro grandezas definem o estado operativo de cada barra. Para cada barra são estabelecidas duas equações: $P_k = f(V_k, \theta_k)$ e $Q_k = g(V_k, \theta_k)$.

Portanto, temos 4 variáveis e 2 equações para cada barra. Duas variáveis devem ser especificadas, para que a solução do sistema seja determinada.

As barras são classificadas como:

- Barras PQ: P_k e Q_k são especificadas;
- Barras PV: P_k e Q_k são especificadas;
- Barras V θ ou de referência: V_k e θ_k são especificadas.

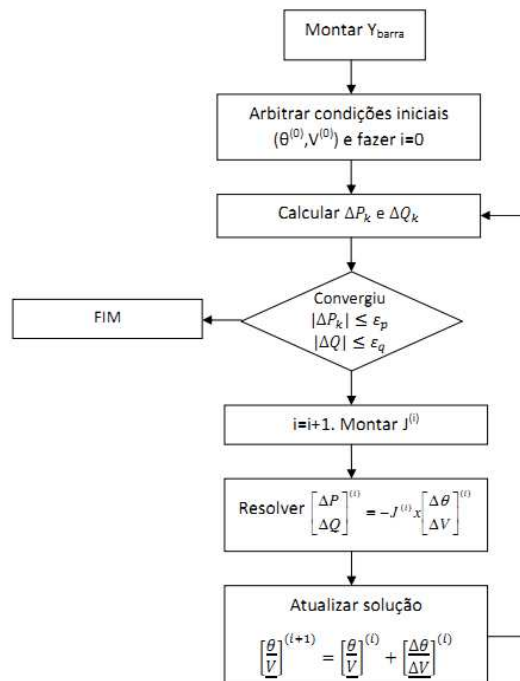
Equações para as barras PQ: $\Delta P_k = P_k^{espec} - P_k(V, \theta) = 0$ e $\Delta Q_k = Q_k^{espec} - Q_k(V, \theta) = 0$;

Equações para as barras PV: $\Delta P_k = P_k^{espec} - P_k(V, \theta) = 0$.

Nenhuma equação é necessária para a barra de referência.

O método de Newton-Raphson é utilizado para resolver o sistema de equações acima, realizando processos iterativos até convergir para um valor de tolerância especificado. As equações que demonstram esse processo são muito extensas.

De forma a focalizar a teoria do fluxo de potência e não a matemática que a envolve, os processos de iteração do método de Newton-Raphson são ilustrados na Figura abaixo.



ANEXO B – DADOS DE INTERCONEXÕES E BARRAS

A Tabela X contém os dados de linhas de transmissão e transformadores utilizados nas simulações deste trabalho e obtidos do ONS-SINDAT [16].

Tabela X Dados de interconexões do modelo do sistema elétrico do RS.

De	Nome da Barra	Para	Nome da Barra	R	X	B	Limite MVA
951	CHARQUEADAS (951)	1255	S.CRUIZ1 (1255)	0,0134	0,0746	0,1363	290
951	CHARQUEADAS (951)	1258	CIN (1258)	0,0083	0,0432	0,07428	191
2086	SHARLAU (2086)	951	CHARQUEADAS (951)	0,0167	0,062	0,113	179
955	C.NOVO5-525 (955)	964	CAXIAS-525 (964)	0,00188	0,02347	2,8724	1688
955	C.NOVO5-525 (955)	979	N.S.RITA-525 (979)	0,0019	0,0325	3,8563	2655
962	FARROUPILHA (962)	963	M.CLARO (963)	0,00583	0,0301	0,05186	232
962	FARROUPILHA (962)	963	M.CLARO (963)	0,00583	0,0301	0,05186	232
1191	CAXIAS (1191)	962	FARROUPILHA (962)	0,00401	0,01935	0,03725	210
1191	CAXIAS (1191)	962	FARROUPILHA (962)	0,00401	0,01935	0,03725	210
962	FARROUPILHA (962)	1191	CAXIAS (1191)	0,00815	0,04493	0,08198	319
962	FARROUPILHA (962)	1192	CAXIAS5 (1192)	0,00337	0,01746	0,03005	232
2086	SHARLAU (2086)	962	FARROUPILHA (962)	0,017	0,063	0,115	179
1041	P.FUNDO (1041)	963	M.CLARO (963)	0,04018	0,20758	0,35759	270
1041	P.FUNDO (1041)	963	M.CLARO (963)	0,04322	0,21882	0,39136	270
964	CAXIAS-525 (964)	976	GRAVATAI-525 (976)	0,00073	0,00916	1,1217	1688
995	ITÁ-525 (995)	964	CAXIAS-525 (964)	0,00164	0,03034	3,5488	2182
1191	CAXIAS (1191)	964	CAXIAS-525 (964)	0,00008	0,00415	0	2016
976	GRAVATAI-525 (976)	979	N.S.RITA-525 (979)	0,00027	0,00343	0,41861	2110
1210	GRAVATAI2 (1210)	976	GRAVATAI-525 (976)	0,0001	0,00406	0	2016
980	N.S.RITA (980)	979	N.S.RITA-525 (979)	0,00005	0,00413	0	2016
995	ITÁ-525 (995)	979	N.S.RITA-525 (979)	0,00273	0,0355	4,5162	2110
1204	POLOPETR (1204)	980	N.S.RITA (980)	0,00102	0,00526	0,03766	540
1215	ITAUBA (1215)	980	N.S.RITA (980)	0,03524	0,19485	0,35861	354
1243	P.REAL (1243)	980	N.S.RITA (980)	0,03462	0,19205	0,35227	225
1258	CIN (1258)	980	N.S.RITA (980)	0,00391	0,02046	0,04068	290
1258	CIN (1258)	980	N.S.RITA (980)	0,0039	0,02104	0,03925	290
1258	CIN (1258)	980	N.S.RITA (980)	0,00407	0,02208	0,0397	225
980	N.S.RITA (980)	2086	SHARLAU (2086)	0,00393	0,02173	0,03972	359
980	N.S.RITA (980)	2086	SHARLAU (2086)	0,00393	0,02173	0,03972	359
995	ITÁ-525 (995)	1045	S.ANGELO-525 (1045)	0,00203	0,0276	2,8863	1227
1041	P.FUNDO (1041)	1281	S.MARTA (1281)	0,0183	0,0915	0,1641	210
1041	P.FUNDO (1041)	1283	S.ROSA (1283)	0,0398	0,1762	0,2994	251
1046	S.ANGELO (1046)	1045	S.ANGELO-525 (1045)	0,0001	0,00625	0	1344
1225	MAÇAMBARA (1225)	1046	S.ANGELO (1046)	0,0226	0,18364	0,37326	441
1046	S.ANGELO (1046)	1225	MAÇAMBARA (1225)	0,0438	0,2197	0,3939	329
1243	P.REAL (1243)	1046	S.ANGELO (1046)	0,02863	0,14682	0,2709	335
1046	S.ANGELO (1046)	1283	S.ROSA (1283)	0,0096	0,0477	0,08553	329
1046	S.ANGELO (1046)	1283	S.ROSA (1283)	0,00804	0,04383	0,08433	359
1186	ALEGRETE2 (1186)	1225	MAÇAMBARA (1225)	0,0158	0,079	0,1416	270
1186	ALEGRETE2 (1186)	1230	LIVRAMENTO (1230)	0,0245	0,1224	0,2193	270
1186	ALEGRETE2 (1186)	1278	S.MARIA3 (1278)	0,0311	0,1729	0,3167	290
1294	URUGUAI (1294)	1186	ALEGRETE2 (1186)	0,02496	0,12366	0,22835	270
1294	URUGUAI (1294)	1186	ALEGRETE2 (1186)	0,02496	0,12366	0,22835	270
1186	ALEGRETE2 (1186)	1294	URUGUAI (1294)	0,02505	0,12607	0,23604	270
1191	CAXIAS (1191)	1192	CAXIAS5 (1192)	0,00425	0,0236	0,0432	354
1191	CAXIAS (1191)	1198	C.BOM (1198)	0,01155	0,05703	0,1048	350
1191	CAXIAS (1191)	1198	C.BOM (1198)	0,0115	0,057	0,1048	350
1191	CAXIAS (1191)	1231	OSORIO2 (1231)	0,02064	0,11566	0,21309	354

(Continuação)

1198	C.BOM (1198)	1210	GRAVATAI2 (1210)	0,0045	0,0231	0,0397	210
1198	C.BOM (1198)	1210	GRAVATAI2 (1210)	0,0045	0,0231	0,0397	210
1239	P.MEDICI (1239)	1199	GUAIBA2 (1199)	0,05451	0,2726	0,4925	270
1199	GUAIBA2 (1199)	1267	PAE9 (1267)	0,00753	0,0371	0,0691	270
1215	ITAUBA (1215)	1204	POLOPETR (1204)	0,0334	0,1856	0,3392	239
1204	POLOPETR (1204)	1258	CIN (1258)	0,0041	0,0225	0,0411	290
1210	GRAVATAI2 (1210)	1248	CANOAS2 (1248)	0,00192	0,0101	0,0209	290
1210	GRAVATAI2 (1210)	1258	CIN (1258)	0,0021	0,0112	0,0231	290
1210	GRAVATAI2 (1210)	1258	CIN (1258)	0,0021	0,0112	0,0231	290
1210	GRAVATAI2 (1210)	1258	CIN (1258)	0,0021	0,0112	0,0231	290
1210	GRAVATAI2 (1210)	1263	PAE6 (1263)	0,0056	0,026	0,0534	210
1210	GRAVATAI2 (1210)	1263	PAE6 (1263)	0,0056	0,026	0,0534	210
1210	GRAVATAI2 (1210)	1263	PAE6 (1263)	0,00515	0,02688	0,05295	340
1268	PAE10 (1268)	1210	GRAVATAI2 (1210)	0,0066	0,0321	0,0671	335
1210	GRAVATAI2 (1210)	1313	GRAVATAI3 (1313)	0,00195	0,00909	0,01867	260
1210	GRAVATAI2 (1210)	1313	GRAVATAI3 (1313)	0,00203	0,00984	0,01815	290
1223	D.FRANCISCA (1223)	1215	ITAUBA (1215)	0,0039	0,0214	0,0397	290
1223	D.FRANCISCA (1223)	1215	ITAUBA (1215)	0,0039	0,0214	0,0397	354
1215	ITAUBA (1215)	1243	P.REAL (1243)	0,0051	0,0286	0,0523	290
1215	ITAUBA (1215)	1255	S.CRUIZ1 (1255)	0,0187	0,1039	0,1899	290
1223	D.FRANCISCA (1223)	1278	S.MARIA3 (1278)	0,012	0,0664	0,1222	290
1223	D.FRANCISCA (1223)	1278	S.MARIA3 (1278)	0,012	0,0664	0,1222	251
1294	URUGUAI (1294)	1225	MAÇAMBARA (1225)	0,01264	0,10269	0,2087	441
1239	P.MEDICI (1239)	1230	LIVRAMENTO (1230)	0,0376	0,1926	0,3469	290
1313	GRAVATAI3 (1313)	1231	OSORIO2 (1231)	0,0277	0,1336	0,25582	329
1313	GRAVATAI3 (1313)	1231	OSORIO2 (1231)	0,01438	0,07164	0,12922	270
1236	PELOTAS3 (1236)	1239	P.MEDICI (1239)	0,01374	0,11614	0,23013	365
1246	QUINTA (1246)	1236	PELOTAS3 (1236)	0,0084	0,0418	0,075	270
1236	PELOTAS3 (1236)	1258	CIN (1258)	0,0474	0,2367	0,424	270
1239	P.MEDICI (1239)	1246	QUINTA (1246)	0,0292	0,1459	0,2615	270
1239	P.MEDICI (1239)	1255	S.CRUIZ1 (1255)	0,03971	0,2088	0,4322	265
1243	P.REAL (1243)	1258	CIN (1258)	0,0595	0,2238	0,4073	179
1281	S.MARTA (1281)	1243	P.REAL (1243)	0,03012	0,11466	0,1991	179
1248	CANOAS2 (1248)	1258	CIN (1258)	0,00132	0,00697	0,01442	290
1267	PAE9 (1267)	1258	CIN (1258)	0,0028	0,0132	0,0271	270
1267	PAE9 (1267)	1258	CIN (1258)	0,00283	0,0132	0,02711	270
1263	PAE6 (1263)	1268	PAE10 (1268)	0,00182	0,01116	0,02557	287

ANEXO B.1 – DADOS DE BARRAS (CARGA LEVE)

A Tabela Y contém os dados de barras utilizados nas simulações com carga leve. A barra de referência está destacada.

Tabela Y Dados de barra do modelo do sistema elétrico do RS com carga leve.

Número	Nome	Nom kV	PU Volt	Volt (kV)	Ângulo	Carga MW	Carga Mvar	Ger MW	Ger Mvar
1239	P.MEDICI (1239)	230	1	230	57,7	91,26	38,89	796	200,44
1294	URUGUAI (1294)	230	1	230	47,45	40,48	17,25	600	30,17
1215	ITAUBA (1215)	230	1	230	24,27			500	34,27
1236	PELOTAS3 (1236)	230	0,95136	218,813	56,15	61,09	26,03	402	0
963	M.CLARO (963)	230	1	230	8,95	18,4	7,84	360	4,91
1243	P.REAL (1243)	230	1	230	19,72	128,43	54,72	338	68,28
1041	P.FUNDO (1041)	230	1	230	14,64	110,77	47,2	300	6,91
1231	OSORIO2 (1231)	230	1,0007	230,161	5,71	134,5	57,31	220	0
1248	CANOAS2 (1248)	230	1	230	5,01			160	90
1223	D.FRANCISCA (1223)	230	1	230	25,37			125	3,05
951	CHARQUEADAS (951)	230	0,97395	224,008	8,92	95,31	40,61	92	23
1230	LIVRAMENTO (1230)	230	0,97706	224,723	47,73	80,96	34,5	90	0
1186	ALEGRETE2 (1186)	230	0,98638	226,868	40,54	89,42	38,1	66	66
1192	CAXIAS5 (1192)	230	1,00148	230,34	4,32	67,16	28,62		
1191	CAXIAS (1191)	230	1,01037	232,385	4,09	42,78	18,24		
979	N.S.RITA-525 (979)	525	1,01436	532,54	4,26				
1046	S.ANGELO (1046)	230	0,98711	227,035	7,37	76,54	32,61		
976	GRAVATAI-525 (976)	525	1,01249	531,558	4,09				
962	FARROUPILHA (962)	230	1,00163	230,375	5,11	141,04	60,11		
1225	MAÇAMBARA (1225)	230	0,94323	216,942	30,52	107,09	45,63		
1045	S.ANGELO-525 (1045)	525	1	525	5,99			0	68,67
2086	SHARLAU (2086)	230	0,9916	228,069	4,93	128,8	54,88		
964	CAXIAS-525 (964)	525	1,01798	534,44	3,75				
1210	GRAVATAI2 (1210)	230	1,00475	231,093	4,04	200,93	85,61		
1281	S.MARTA (1281)	230	0,96489	221,924	13,58	116,29	49,55		
1204	POLOPETR (1204)	230	0,99868	229,695	5,36	36,8	15,68		
1246	QUINTA (1246)	230	0,95795	220,327	54,89	79,12	33,71		
1268	PAE10 (1268)	230	0,99244	228,262	2,93	107,09	45,63		
1255	S.CRUIZ1 (1255)	230	0,94002	216,204	21,01	61,09	26,03		
1258	CIN (1258)	230	0,99402	228,624	5,06	184	78,4		
1199	GUAIBA2 (1199)	230	0,93327	214,651	9,59	76,54	32,61		
1267	PAE9 (1267)	230	0,98118	225,671	5,4	101,2	43,12		
1263	PAE6 (1263)	230	0,99513	228,881	3,18	143,89	61,31		
1278	S.MARIA3 (1278)	230	0,98703	227,016	26,5	79,49	33,87		
1198	C.BOM (1198)	230	1,00928	232,135	3,41	128,43	54,72		
1283	S.ROSA (1283)	230	0,98008	225,418	7,15	91,63	39,04		
980	N.S.RITA (980)	230	1,00128	230,294	5,01	30,54	13,01		
1313	GRAVATAI3 (1313)	230	1,00236	230,542	3,95	106,54	45,39		
955	C.NOVOS-525 (955)	525	1	525	4,03			0	-292,91
995	ITÁ-525 (995)	525	1	525	0			-804,76	-416,85
						2957,61	1260,22	3244,24	-114,06

ANEXO B.2 – DADOS DE BARRAS (CARGA PESADA)

A Tabela Z contém os dados de barras utilizados nas simulações com carga pesada. A barra de referência está destacada.

Tabela Z Dados de barra do modelo do sistema elétrico do RS com carga pesada.

Número	Nome	Nom kV	PU Volt	Volt (kV)	Ângulo	Carga MW	Carga Mvar	Ger MW	Ger Mvar
951	CHARQUEADAS (951)	230	0,97407	224,036	-32,97	238,28	101,53	92	23
955	C.NOVOS-525 (955)	525	1,04833	550,376	-28,13				
962	FARROUPILHA (962)	230	0,98181	225,816	-29,69	352,59	150,26		
963	M.CLARO (963)	230	1	230	-27,2	46	19,6	360	43,29
964	CAXIAS-525 (964)	525	1	525	-27,04			0	14,64
976	GRAVATAI-525 (976)	525	0,99931	524,637	-30,4				
979	N.S.RITA-525 (979)	525	1,00152	525,796	-29,18				
980	N.S.RITA (980)	230	0,99779	229,491	-31,02	76,36	32,54		
995	ITÁ-525 (995)	525	1	525	0			3597,88	-7,44
1041	P.FUNDO (1041)	230	1	230	-28,31	276,92	117,99	300	93,3
1045	S.ANGELO-525 (1045)	525	1	525	-10,96			0	111,15
1046	S.ANGELO (1046)	230	0,99152	228,05	-13,41	191,36	81,54		
1186	ALEGRETE2 (1186)	230	0,97824	224,995	-13,62	223,56	95,26	66	66
1191	CAXIAS (1191)	230	0,99213	228,19	-28,87	106,95	45,6		
1192	CAXIAS5 (1192)	230	0,97586	224,447	-30,27	167,9	71,54		
1198	C.BOM (1198)	230	0,98818	227,282	-33,57	321,08	136,81		
1199	GUAIBA2 (1199)	230	0,95273	219,127	-34,44	191,36	81,54		
1204	POLOPETR (1204)	230	0,99621	229,128	-31,37	92	39,2		
1210	GRAVATAI2 (1210)	230	0,99841	229,635	-33,34	502,32	214,03		
1215	ITAUBA (1215)	230	1	230	-20,21			500	-105,29
1223	D.FRANCISCA (1223)	230	1	230	-20,18			125	62,55
1225	MAÇAMBARA (1225)	230	0,95011	218,526	-16	267,72	114,07		
1230	LIVRAMENTO (1230)	230	1	230	-15,77	202,4	86,24	90	106,56
1231	OSORIO2 (1231)	230	0,93742	215,607	-34,48	336,26	143,28	220	0
1236	PELOTAS3 (1236)	230	1	230	-8,95	152,72	65,07	402	89,18
1239	P.MEDICI (1239)	230	1	230	-5,56	228,16	97,22	796	31,84
1243	P.REAL (1243)	230	1	230	-23,38	321,08	136,81	338	102,79
1246	QUINTA (1246)	230	0,96931	222,941	-11,83	197,8	84,28		
1248	CANOAS2 (1248)	230	1	230	-32,79			160	-15,79
1255	S.CRUIZ1 (1255)	230	1	230	-27,43	152,72	65,07	0	139,36
1258	CIN (1258)	230	1	230	-33,05	460	196	0	429,5
1263	PAE6 (1263)	230	1	230	-35,81	359,72	153,27	0	380,32
1267	PAE9 (1267)	230	1	230	-34,2	253	107,8	0	286,41
1268	PAE10 (1268)	230	0,98574	226,72	-36,38	267,72	114,07		
1278	S.MARIA3 (1278)	230	0,967	222,409	-22,26	198,72	84,67		
1281	S.MARTA (1281)	230	1	230	-35,32	290,72	123,87	0	201,17
1283	S.ROSA (1283)	230	0,96359	221,626	-17,72	229,08	97,61		
1294	URUGUAI (1294)	230	1	230	-5,68	101,2	43,12	600	49,82
1313	GRAVATAI3 (1313)	230	0,98623	226,833	-34,06	266,34	113,48		
2086	SHARLAU (2086)	230	0,97688	224,683	-32,53		137,2		
						7394,04	3150,57	7646,88	2102,36