



Universidade Federal de Campina Grande

Centro de Engenharia Elétrica e Informática

Curso de Graduação em Engenharia Elétrica

RAMON ARAÚJO DIAS

**ESTUDO DE CONEXÃO DE PARQUES EÓLICOS AO SISTEMA
ELÉTRICO**

Campina Grande, Paraíba.
Julho de 2016

RAMON ARAÚJO DIAS

ESTUDO DE CONEXÃO DE PARQUES EÓLICOS AO SISTEMA ELÉTRICO

*Trabalho de Conclusão de Curso submetido à
Unidade Acadêmica de Engenharia Elétrica da
Universidade Federal de Campina Grande
como parte dos requisitos necessários para a
obtenção do grau de Bacharel em Ciências no
Domínio da Engenharia Elétrica.*

Área de Concentração: Processamento de Energia

Orientador:

Professor George Rossany Soares de Lira, D. Sc.

Campina Grande, Paraíba.
Julho de 2016

RAMON ARAÚJO DIAS

ESTUDO DE CONEXÃO DE PARQUES EÓLICOS NO SISTEMA ELÉTRICO

Trabalho de Conclusão de Curso submetido à Unidade Acadêmica de Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Campina Grande como parte dos requisitos necessários para a obtenção do grau de Bacharel em Ciências no Domínio da Engenharia Elétrica.

Área de Concentração: Processamento de Energia

Aprovado em / /

Professor Avaliador
Universidade Federal de Campina Grande
Avaliador

Professor George Rossany Soares de Lira, D. Sc.
Universidade Federal de Campina Grande
Orientador, UFCG

Dedico este trabalho à minha mãe, por todo amor me dado.

AGRADECIMENTOS

Ao meu pai, Ronaldo, só tenho gratidão. Espero ter retribuído com felicidade e orgulho todo investimento e esforço que me proporcionaram sempre o melhor. Agradeço por seu exemplo que me influenciou a escolher engenharia e por ser um pai presente e amigo.

Sou eternamente grato a minha mãe, Verônica. Lembro de toda sua dedicação para me tornar melhor e queria muito ter compartilhado esse momento com ela. Serei engenheiro e ela será a grande responsável por isso. Hoje, me alegro ao reconhecer o quanto dela há em mim e como ela foi essencial na minha vida.

Aos meus irmãos, Renan e Talita, por participarem da minha vida. Vocês são muito importantes. Eu espero compartilhar mais realizações com vocês.

Agradeço muito a minha avó, meus tios e primos por me acolher durante o final do curso, em especial a Karina por todo o apoio e carinho.

Faço questão de agradecer ao professor George Lira pela orientação deste trabalho, pelo incentivo e pelos conhecimentos compartilhados. Também registro minha gratidão ao professor Edson Guedes que foi muito importante para a minha formação.

Ao irmão que elétrica me presenteou, Raphael Borges, muito obrigado pelo tempo dividindo o mesmo apartamento e pela grande amizade. .

Aos meus amigos Suzanne, Rafael, Érica, Thyago, Yoge, Hugerles, Leonardo e Laura, por todos os momentos compartilhados durante a graduação.

À Thamara e Thamiles, eu não tenho palavras pra agradecer e eu sei que já não preciso dizer nada, mas obrigado por tudo, vocês foram importante nessa caminhada

Aos companheiros de Laboratório Waldemir, Pablo e Luís por todo esse tempo compartilhando o laboratório, por toda ajuda prestada e dúvidas tirada.

Aos amigos Andreza Andrade, Ana Vitória e Ilthon Ramalho pela ajuda neste trabalho.

E aos demais colegas e professores por participarem dessa trajetória.

Ramon Araújo Dias

*“Coragem, coragem, se o que você quer é aquilo que pensa faz.
Coragem, coragem, eu sei que você pode mais”*

Raul Seixas.

RESUMO

O trabalho aborda o estudo de fluxo de potência através do *software* ANAREDE a fim de compreender o comportamento do sistema após a conexão com os parques eólicos. Os dados do sistema simulados foram obtidos no site do operador nacional do sistema. A simulação mostrou um bom comportamento do sistema quando foram integrados os parques eólicos não sendo necessárias alterações na rede.

Palavras-chave: Energia Eólica, Aerogeradores, Sistema Elétrico, ANAREDE.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1 – Potencial eólico brasileiro.	4
Figura 2 – Capacidade global instalada acumulada.	6
Figura 3 – Capacidade anual global instalada.	6
Figura 4 – Capacidade instalada brasileira e expectativa.	7
Figura 5 – Potência instalada por estado em 2015.	8
Figura 6 – Parques em construção por estado.	9
Figura 7 – Geração eólica por mês.	10
Figura 8 – Fator de capacidade por mês.	10
Figura 9 – Aerogerador com rotor de eixo horizontal.	13
Figura 10 – Aerogerador com rotor de eixo vertical.	13
Figura 11 – Evolução das turbinas desde 1985.	14
Figura 12 – Partes do aerogerador de eixo horizontal.	16
Figura 13 – Curva de potência típica de uma turbina eólica.	17
Figura 14 – Esquema de integração parque eólico com o sistema elétrico.	22
Figura 15 – Localização dos parques eólicos.	28
Figura 16 – Localização dos aerogeradores dos parques integrados.	28
Figura 17 – Esquema da área de interesse.	30
Figura 18 – Arquivo tipo cartão do sistema sem parque eólico simulado.	31
Figura 19 – Menu ferramenta ANAREDE.	31
Figura 20 – Barra de elementos ANAREDE.	32
Figura 21 – Janela: dados de barra.	32
Figura 22 – Janela: dados de linha.	33
Figura 23 – Janela: dados de linha com transformador.	34
Figura 24 – Opções de fluxo de potência.	35
Figura 25 – Opções de relatórios gerados.	36
Figura 26 – Sistema sem parques eólicos.	37
Figura 27 – Sistemas com parques eólicos.	39
Figura 28 – Sistema com parques eólicos e com contingência.	40

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Variação de tensões nas barras após simulação.	38
Tabela 2 – Tensões das barras do sistema sem e com parques eólicos.	39
Tabela 3 – Tensões das barras do sistema após contingência.	41
Tabela 4 – Dados de linhas.	48
Tabela 5 – Dados de barras.	48

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

GWEC	<i>Global Wind Energy Council;</i>
ABEEólica	Associação Brasileira de Energia Eólica;
NOS	Operador Nacional do Sistema elétrico;
EPE	Empresa de Pesquisa Energética;
MME	Ministério de Minas e Energia;
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica;
BIG	Banco de Informação de Geração.

LISTA DE SÍMBOLOS

E	Energia cinética [J];
m_{ar}	Massa do ar [Kg];
v	Velocidade do vento [m/s];
P_{ar}	Potência disponível no vento [W];
t	Tempo [s];
\dot{m}_{ar}	Taxa de variação da massa de ar;
ρ	Densidade do ar [kg/m ³];
A	Área de varredura das pás da turbina;
c_p	Coefficiente de potência;
R	Raio do rotor [m];
ω_r	Velocidade angular do rotor [rad/s];
v_r	Velocidade do vento incidente no rotor [m/s];
V	Módulo da tensão [v];
θ	Ângulo da tensão [°];
P	Potência ativa [W];
Q	Potência reativa [var];
V_k	Módulo da tensão da barra k [v];
θ_k	Ângulo da tensão na barra k [°],
P_k	Injeção líquida de potência ativa na barra k [W];
Q_k	Injeção líquida de potência reativa na barra k [var].

SUMÁRIO

1	Introdução.....	1
1.1	Objetivos.....	2
1.2	Estrutura do Trabalho	2
2	Energia Eólica	3
2.1	Condições de Geração.....	3
2.2	Panorama da Geração de Energia Eólica	5
2.2.1	Panorama Mundial.....	5
2.2.2	Panorama Nacional.....	7
2.3	Aspectos Ambientais	11
3	Geração e Integração ao Sistema	12
3.1	Tipo de Aerogeradores.....	12
3.1.1	Aerogeradores de Eixo Horizontal	14
3.2	Energia e Potência Extraídas dos Ventos.....	17
3.2.1	Potência Mecânica Extraída do Vento.....	18
3.3	Sistemas Eólicos	20
3.4	Instalações e integração de Parques Eólicos	21
3.5	Requisitos Técnicos para Integração.....	22
3.6	Estudo para Aptidão das Integrações	23
3.7	Fluxo de Potência.....	24
4	Estudo de Caso	26
4.1	<i>Software</i> Escolhido	26
4.2	Parques Eólicos Escolhidos	27
4.3	Sistema de Interesse	29
4.4	Modelagem Computacional do Sistema.....	30
4.5	Análise e Resultados	37
5	Conclusão	42
6	trabalhos futuros	44
	Bibliografia.....	45
	ANEXO A – Dados de Simulação	47

1 INTRODUÇÃO

A utilização de recurso eólico foi importante para o desenvolvimento da sociedade antes da revolução industrial, tanto nas atividades navais que facilitaram durante anos o comércio entre Europa e Ásia ou na agricultura facilitando a moagem de grãos e o bombeamento de água.

O desenvolvimento de novas tecnologias acarretou no grande consumo e na dependência dos combustíveis fósseis, poluentes. Essa dependência foi afetada com a crise do petróleo na década de 70 e somada à preocupação com o meio ambiente foi incentivada a busca de fontes de energia mais eficazes e confiáveis.

Nos últimos anos ocorreu uma ascensão do uso de energias renováveis causada, principalmente, pelos atuais níveis de poluição ambiental. Entre todos os tipos de fonte de energias renováveis a energia eólica se destaca, principalmente, pelos avanços tecnológicos que resultaram em maior eficiência e maior rentabilidade do investimento a curto e médio prazo. No ano de 2014 o investimento no setor eólico foi US\$ 6,19 bilhões. Desde 2006, esse número passa US\$ 23,04 bilhões, (ABEEÓLICA, 2016). Tais investimentos indicam o crescimento do setor eólico. Com o crescimento constante muita energia proveniente dos parques eólicos será inserida no sistema elétrico.

A integração da energia eólica no sistema elétrico causa alguns problemas como a diminuição na estabilidade, provocada principalmente pelas turbinas eólicas de velocidade variável (MAMATHA SANDHU, 2014). Desta forma, os problemas causados pela ligação de parques eólicos à rede elétrica afeta a qualidade de energia. Sendo necessário estudo para fazer as devidas alterações no sistema em direção a manter o sistema seguro após a inserção dos parques.

Este trabalho propõe o entendimento da geração eólica e de suas tecnologias além do estudo da integração de parques eólicos no sistema elétrico de potência.

1.1 OBJETIVOS

Tendo base no apresentado, este trabalho objetiva fazer um estudo de caso analisando a influência na rede elétrica proveniente de parques eólicos que serão integrados no sistema elétrico.

Será verificada no sistema com injeção de energia proveniente de parques eólicos, a potência ativa e reativa, assim como, o módulo e o ângulo da tensão em cada barra e o fluxo de potência ativa e reativa nas linhas de transmissão. Esses dados serão obtidos através do estudo de fluxo de potência realizado por programa de simulação computacional em alguns cenários de operações, como situações extremas de carga.

Dessa forma visa-se verificar a confiabilidade do sistema comparando a rede elétrica sem a inserção dos parques eólicos e com a inserção dos parques e a necessidade de modificações na rede.

1.2 ESTRUTURA DO TRABALHO

O trabalho divide-se em cinco capítulos. O primeiro, Introdução, aborda as considerações gerais, o objetivo do trabalho e a estrutura do trabalho.

No segundo, Energia Eólica, são abordados os aspectos para a geração de energia, o panorama mundial da energia eólica e as questões ambientais que esse tipo de geração envolve.

No terceiro, Aerogeradores, abordará as tecnologias referentes aos aerogeradores, suas classificações e configurações. Também será explanada a física que envolve a geração de energia através do vento, os tipos de aplicações e instalações dos parques eólicos, requisitos técnicos e os estudos para aptidão das integrações.

No quarto, Estudo de Caso, será abordada a escolha do *software* utilizado, a escolha da região para estudo, a escolha do sistema a ser avaliado, detalhes da montagem do sistema no *software*, análise e resultados de simulação e considerações.

No quinto, Conclusão, serão realizadas as considerações finais.

2 ENERGIA EÓLICA

A geração de energia através de fontes renováveis se tornou um grande aliado na tentativa de diminuir a emissão de poluentes emitidos pela geração de energia que utilizam combustíveis fósseis. Dentre as fontes renováveis, a eólica se destaca pelos avanços tecnológicos que resultaram em maior eficiência.

Neste capítulo serão discutidas as condições para a geração de energia por fontes eólica, o panorama mundial e nacional da energia eólica e questões ambientais relacionadas à energia eólica.

2.1 CONDIÇÕES DE GERAÇÃO

O principal fator que influencia a geração de energia em parques eólicos é a qualidade dos ventos. Esta é avaliada através de estudos que utilizam métodos meteorológicos para medir a velocidade dos ventos e avaliar condições climáticas. Tais dados são utilizados para analisar a qualidade do vento e, assim, estimar quanto um parque eólico poderá produzir.

O lugar onde será instalado o parque eólico também tem sua relevância para a geração de energia, uma vez que, para uma turbina eólica ter sua eficiência garantida é necessário um fluxo de vento constante. Assim, para que a geração de energia por fonte eólica seja considerada tecnicamente aproveitável, é necessário que apresente um fluxo de vento com densidade maior ou igual a 500 W/m^2 , a uma altura de 50 m, o que requer uma velocidade mínima do vento de 7 a 8 m/s (GRUBB e MEYER, 1993).

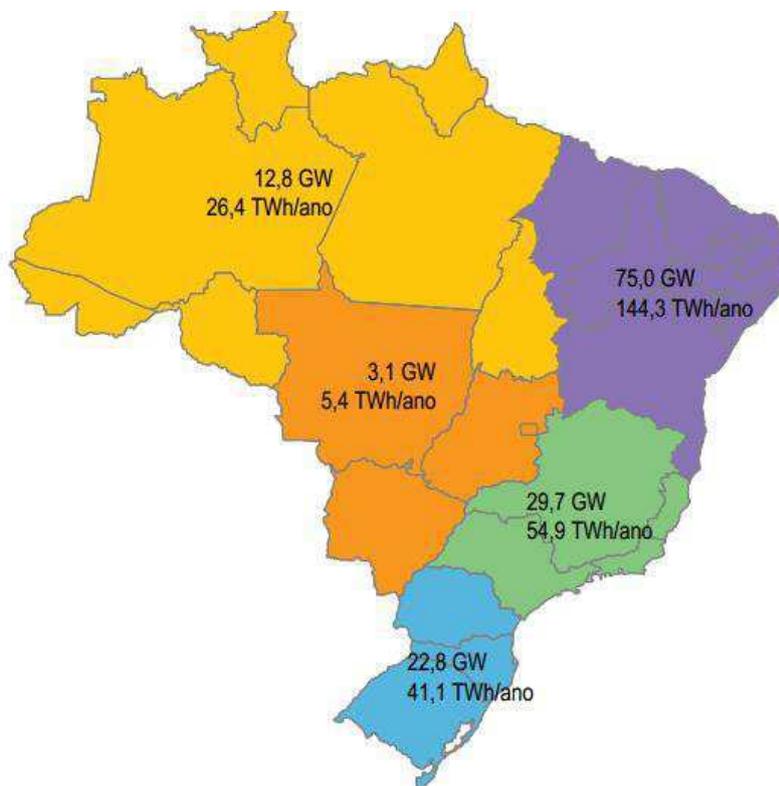
Deste modo, os procedimentos para avaliar o local no qual se deseja instalar turbinas eólicas devem levar em consideração todos os parâmetros regionais que influenciam nas condições do vento. Entre os principais fatores que influenciam no regime dos ventos destaca-se (DUTRA, 2001):

- 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 pode causar efeito de aceleração ou desaceleração no escoamento do ar.

Assim, através desses estudos, é possível obter o potencial de determinada região para garantir os devidos investimentos em construções de parques eólicos. Na Figura 1 pode-se ver o potencial eólico do Brasil, destacando-se as regiões costeiras e principalmente a região nordeste onde o potencial é de 75 GW. A presença de ventos no Brasil é duas vezes superior à média mundial e a oscilação de velocidade é de 5%. Essas características dão melhor previsibilidade ao volume a ser produzido no país (ANEEL, 2008).

Figura 1– Potencial eólico brasileiro.



Fonte: (ANEEL, 2008).

Além dos aspectos geográficos e ambientais da região que se deseja instalar o parque eólico a caracterização da rede elétrica é fundamental para a definição dos parâmetros elétricos e na otimização da capacidade dos parques eólicos.

A rede elétrica local (rede receptora) onde serão conectados os parques pode ser caracterizada basicamente através das seguintes grandezas (ROSAS e ESTANQUEIRO, 2013):

- Potência de curto-circuito;
- Ângulo de impedância de curto-circuito;
- Nível e regulação da tensão no ponto de conexão;
- Características do(s) transformador(es) da subestação de interligação;
- Parâmetros característicos das linhas/cabos de transmissão;
- Distância do ponto de conexão à central eólica;
- Regime de neutro.

Aspectos relacionados à integração dos parques eólicos na rede elétrica serão discutidos com mais detalhes no Capítulo 3.

2.2 PANORAMA DA GERAÇÃO DE ENERGIA EÓLICA

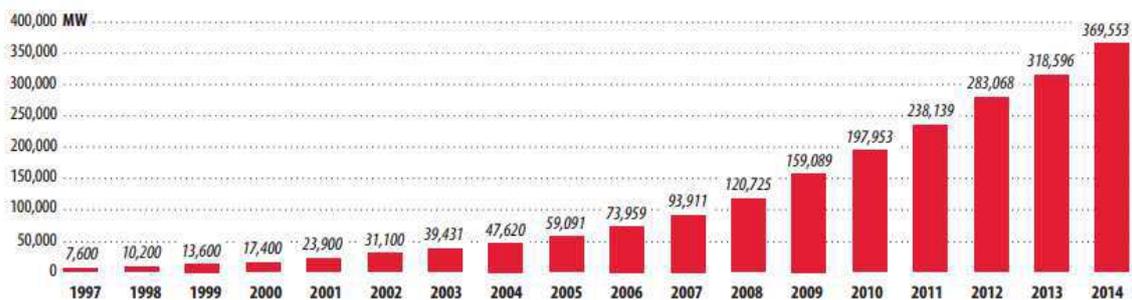
O incentivo à energia eólica começou na crise de petróleo da década de 70 provocada pelo embargo dos países membros da Organização dos Países Exportadores de Petróleo e do Golfo Pérsico de distribuição de petróleo para os países da Europa e os Estados Unidos.

Com o aumento do preço do petróleo, causada pela crise, vários países começaram a incentivar pesquisas e desenvolvimento na área de geração de energia por fonte eólica que possibilitaram ampliar e consolidar conhecimento na área (SUBCOMISSÃO MISTA DA ENERGIA EÓLICA, 2008).

2.2.1 PANORAMA MUNDIAL

Desde 1997, quando a produção de energia eólica começou a apresentar valores significativos, o crescimento na produção é bastante expressivo. A capacidade total acumulada instalada de energia eólica no mundo (Figura 2) em 2014 foi de 369,6 GW, segundo o relatório de estatística eólica global publicada pela *Global Wind Energy Council* (GWEC). Se comparado com a capacidade total acumulada do ano anterior, 2013 (318,1 GW), verifica-se um crescimento de 16%.

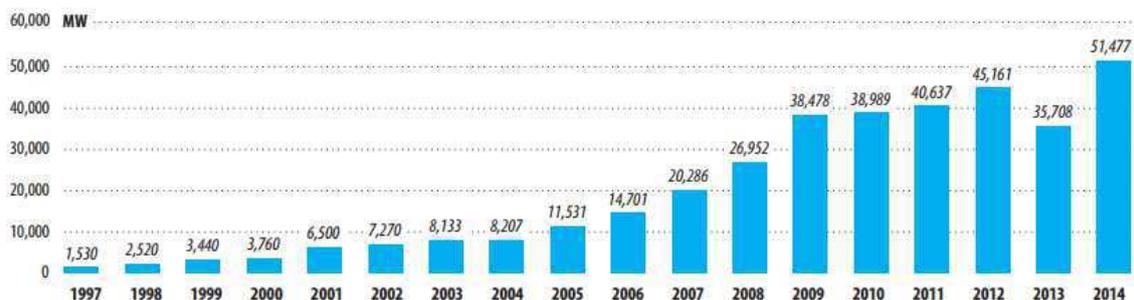
Figura 2 – Capacidade global instalada acumulada.



Fonte: (GWEC, 2015).

Já os 51,4 GW correspondentes à capacidade anual instalada de 2014 representa um acréscimo de 44% quando comparada à capacidade instalada no ano de 2013 (35,7 GW) Fonte: (GWEC, 2015). A expectativa é que para o ano de 2015 o acréscimo na capacidade instalada mantenha-se em torno dos 50 GW.

Figura 3 – Capacidade anual global instalada.



Fonte: (GWEC, 2015).

Até o final de 2014, 105 países utilizaram parques eólicos para gerar energia elétrica. O número de turbinas eólicas instaladas contribuíram com 800 TWh para o fornecimento de energia em todo o mundo, correspondendo a mais de 4% da demanda mundial de energia.

Ainda segundo o mesmo relatório, entre os países que aumentaram a capacidade de energia eólica instalada em 2014 estão a China (23,3 GW), Alemanha (5,2 GW), Estados Unidos (4,8 GW), Brasil (2,4 GW) e Índia (2,3 GW). A China, os Estados Unidos e a Alemanha são os países que apresentam maior capacidade de energia eólica instalada 114,7 GW, 65,8 GW e 39,2 GW respectivamente (GWEC, 2015).

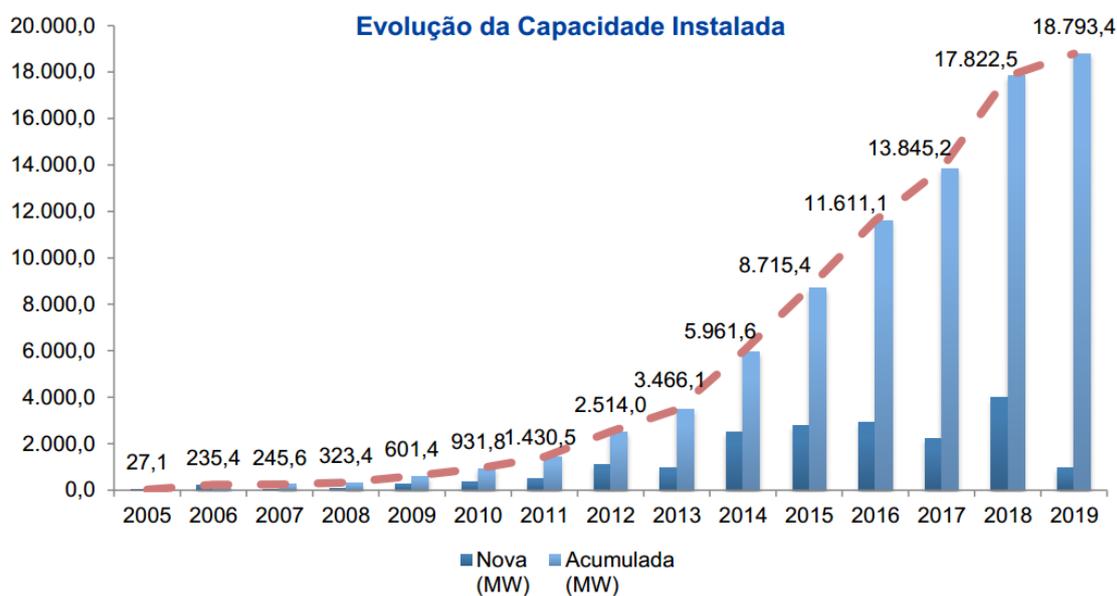
As expectativas futuras para a capacidade instalada de energia eólica no mundo é otimista e estima-se que chegue a 500 GW em 2017, 700 GW em 2020 e 2.000 GW em 2030 (GWEC, 2015).

2.2.2 PANORAMA NACIONAL

Seguindo a tendência mundial, o Brasil também apresentou recordes na capacidade instalada anual. Em 2014, segundo a Associação Brasileira de Energia Eólica (ABEEólica), a capacidade instalada aumentou 2,5 GW. Esse valor corresponde a mais que o dobro se comparado com o ano de 2013 onde o aumento foi de 958 MW.

Ainda segundo a ABEEólica no final do ano de 2015 a capacidade eólica instalada (Figura 4) foi de 8,72 GW, o que representa 6,2% na participação da matriz elétrica nacional. Há expectativa de crescimento para o setor e estima-se que até 2019 a capacidade acumulada cresça 10 GW (ABEEÓLICA, 2016).

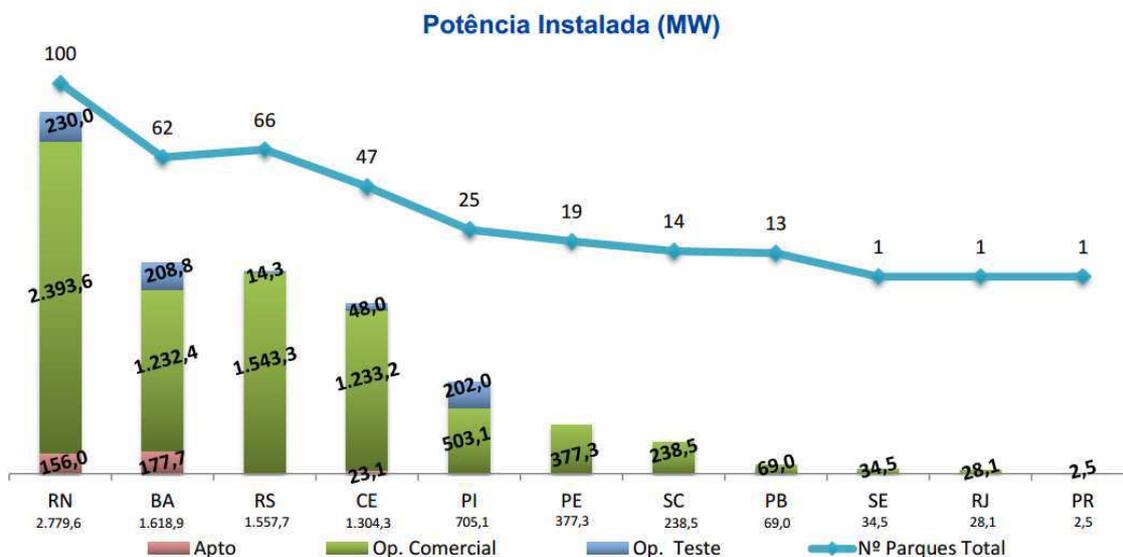
Figura 4 – Capacidade instalada brasileira e expectativa.



Fonte: (ABEEÓLICA, 2016).

Atualmente o Brasil apresenta 390 parques eólicos instalados. Até o final de 2015 eram 349. Os parques instalados são divididos em três categorias: aptos a operar, operando em teste e operando comercialmente. Entre os estados que se destacam com maior potência instalada estão o Rio Grande do Norte, Ceará, Bahia e Rio Grande do Sul.

Figura 5 – Potência instalada por estado em 2015.

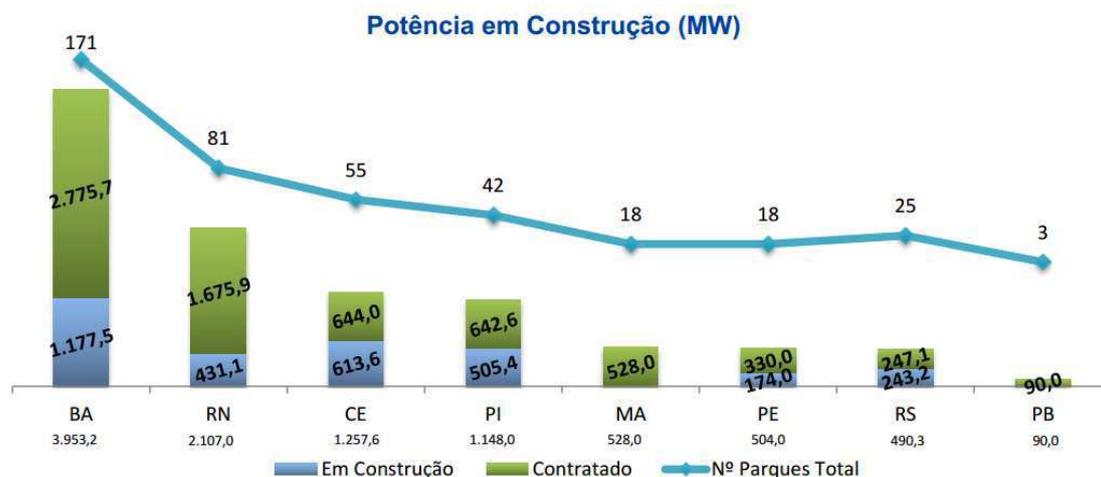


Fonte: (ABEEÓLICA, 2016).

O Rio grande do Norte apresenta 100 parques instalados gerando 2.779,6 MW sendo 2.393,6 MW gerados em parques operando comercialmente, 230 MW em parques operando em teste e 156 MW em parques aptos a operar. Em seguida a Bahia com 62 parques que somam um total de 1.618,9 MW gerados sendo 1.232,4 MW gerados em parques operando comercialmente, 208,8 MW em parques operando em teste e 177,7 MW em parques aptos a operar. Seguindo a ordem de estados com maior potência instalada o Rio Grande do Sul apresenta 66 parques que geram 1.557,7 MW onde 1.543,3 MW gerados em parques operando comercialmente, 14,3 MW em parques operando em teste. O estado do Ceará também se destaca com 47 parques instalados que geram 1.304,3 MW onde 1.233,2 MW gerados em parques operando comercialmente, 48,0 MW em parques.

Além dos parques instalados o Brasil possui uma grande quantidade de parques em construção. Esses são divididos em dois grupos: parques em construção e parques contratados e juntos somam um potencial de 10,08 GW.

Figura 6 – Parques em construção por estado.



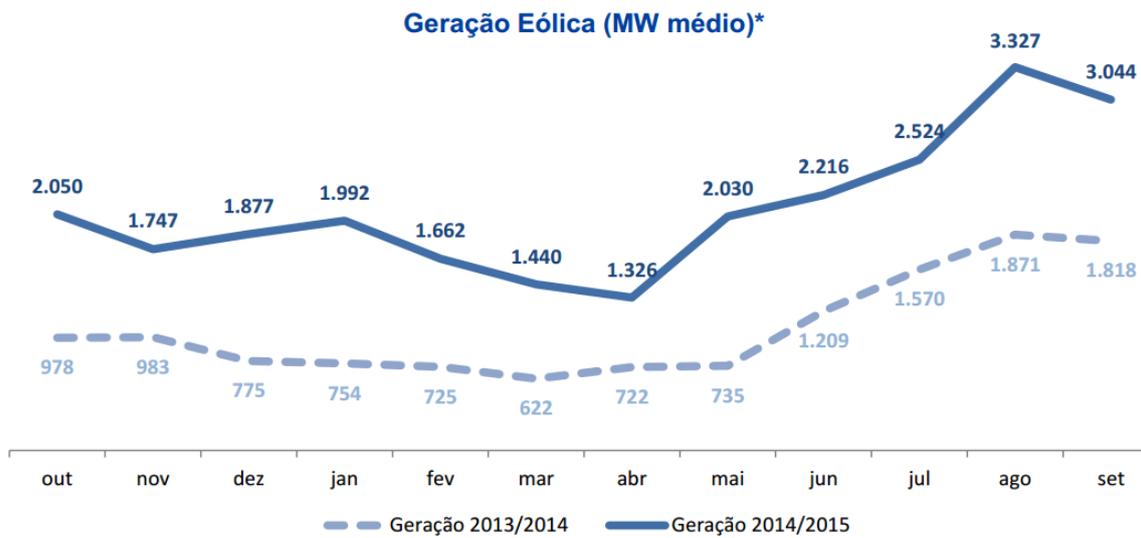
Fonte: (ABEEÓLICA, 2016).

Os estados com maior número de parques em construção são Bahia, Rio Grande do Norte e Ceará. A Bahia apresenta um potencial de 3.953,2 MW distribuídos em 171 parques onde 2.775,7 MW provenientes de parques contratados, Rio Grande do Norte com potencial de 2.107 MW distribuídos em 81 parques sendo 1.675,9 MW provenientes de parques contratados e o Ceará com 1.257,6 MW distribuídos em 55 parques sendo 644 MW provenientes de parques contratados.

É interessante observar que os baixos índices pluviométricos resultaram em escassez hídrica em muitas regiões do Brasil e como a geração de energia tem forte dependência hídrica a escassez de água apresenta grande risco ao fornecimento de energia. Nos últimos dois anos esse risco foi diminuído graças ao aumento da participação de energia proveniente dos ventos. Os gráficos na Figura 7 mostram um aumento na geração de energia pelos empreendimentos eólicos em operação comercial e o aumento do fator de capacidade¹ desempenhado pela geração de fonte eólica nos anos de 2014 e 2015.

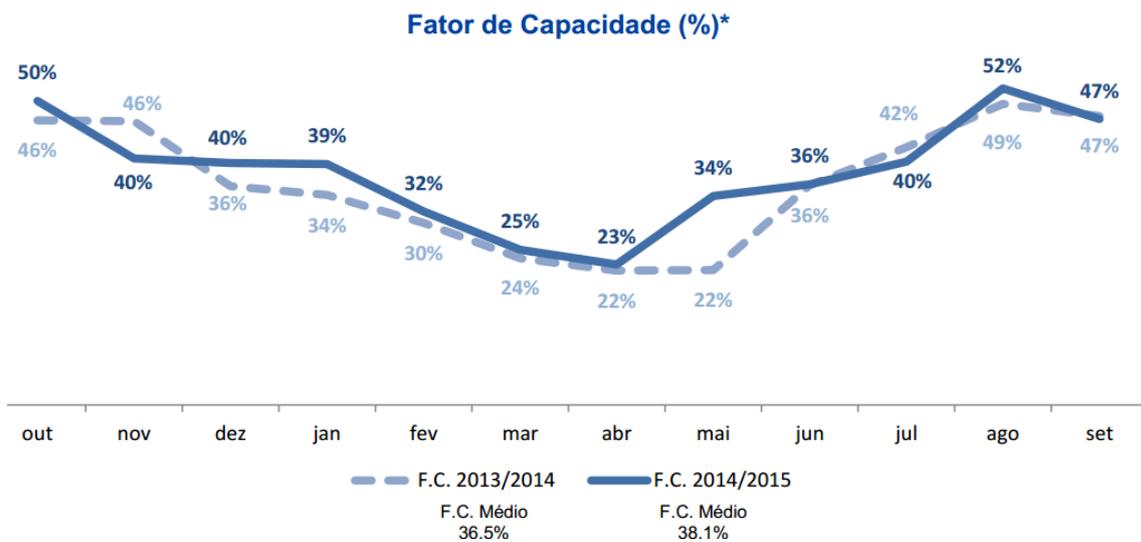
¹Fator de capacidade é a proporção entre a produção efetiva da usina em um período de tempo e a capacidade total máxima neste mesmo período.

Figura 7 – Geração eólica por mês.



Fonte: (ABEEÓLICA, 2016).

Figura 8 – Fator de capacidade por mês.



Fonte: (ABEEÓLICA, 2016).

Recentemente, o Brasil assumiu compromisso, na cúpula para o meio ambiente da Organização das Nações Unidas (ONU), de diminuir a emissão dos gases que aquecem a atmosfera através de investimentos em fontes renováveis. A expectativa é que até 2030 23% da geração de energia elétrica seja de fontes renováveis, sem contar a energia hidrelétrica. Com isso a previsão é que o mercado eólico no Brasil continue em expansão.

2.3 ASPECTOS AMBIENTAIS

Uma das características favoráveis da energia eólica está em não produzir resíduos radioativos ou gasosos na geração de energia, além disso, a maior parte da área usada em um parque eólico pode ser utilizada para outros fins, como a pecuária e atividades agrícolas.

A não poluição por emissão de gases de efeito estufa é um grande incentivo ao investimento no setor, visto que é de preocupação global e uma meta para grandes nações a redução da emissão de poluentes. Segundo a Associação Brasileira de Energia Eólica, ABEEólica, estima-se que a redução de CO₂, devido aos parques eólicos, é de, aproximadamente, 15.505.224 t/ano (ABEEÓLICA, 2016).

Contudo, aproveitamento dos ventos para geração elétrica apresenta, como toda tecnologia energética, algumas características ambientais desfavoráveis como impacto visual, ruído e danos à fauna.

O ruído produzido pode ter duas origens, mecânica, provocada principalmente pela caixa de engrenagens, e aerodinâmica, influenciado pela velocidade do vento. Os ruídos de origem mecânica podem ser minimizados através do uso de um gerador multipolo conectado ao eixo das pás e os ruídos de origem aerodinâmica tem reduzido através do avanço de tecnologias na aerodinâmica das pás (DUTRA, 2001).

O principal problema com a fauna é a colisão de aves com os aerogeradores. Este problema é evitado no projeto dos parques eólicos que devem ser instalados fora de rotas migratória de aves o que evitará a colisão.

Já os impactos visuais torna-se uma questão subjetiva. Nos últimos anos, com a conscientização de energia limpa, a turbina eólica é associada como um símbolo de energia limpa e, assim, vista de forma positiva.

Essas características aparentemente negativas podem ser significativamente minimizadas, e até mesmo eliminadas, através de planejamento adequado e de inovações tecnológicas.

3 GERAÇÃO E INTEGRAÇÃO AO SISTEMA

Responsável pelo processo de transformação das forças do vento em energia elétrica, o aerogerador é uma solução cada vez mais presente quando se discutem alternativas sustentáveis de geração elétrica.

No que se referem aos sistemas eólicos interligados no sistema elétrico, estes afetam na qualidade de energia e a empresa responsável pelo parque eólico é obrigada a instalar equipamentos extras ou sistemas de controle visando atender as normas técnicas impostas pelo operador da linha de transmissão.

Neste capítulo será abordado os tipos de aerogeradores, a física por trás do processo de geração de energia, os sistemas eólicos interligados à rede elétrica bem como os tipos de instalações e configurações dos parques eólicos. Serão discutidos também, os estudos necessários para a aptidão da integração dos parques eólicos no sistema elétrico.

3.1 TIPO DE AEROGERADORES

Os aerogeradores são caracterizados quanto à configuração do eixo do rotor. Existem, basicamente, dois tipos de aerogeradores: com rotor de eixo horizontal (Figura 9) ou com rotor de eixo vertical (Figura 10) (FONTANET, 2012).

Figura 9 – Aerogerador com rotor de eixo horizontal.



Fonte: <http://www.ecology.com/energy/>

Figura 10 – Aerogerador com rotor de eixo vertical.



Fonte: <https://evolucaoalp.wordpress.com/>

Os aerogeradores com rotor de eixo vertical possuem torres com altura menor do que a altura do próprio rotor, cerca de 0,1 a 0,5 vezes, o que permite a colocação de todo o dispositivo de conversão na base do aerogerador facilitando as operações de

manutenção. Além disso, os aerogeradores de eixo verticais não necessitam de dispositivos de orientação da turbina face ao vento.

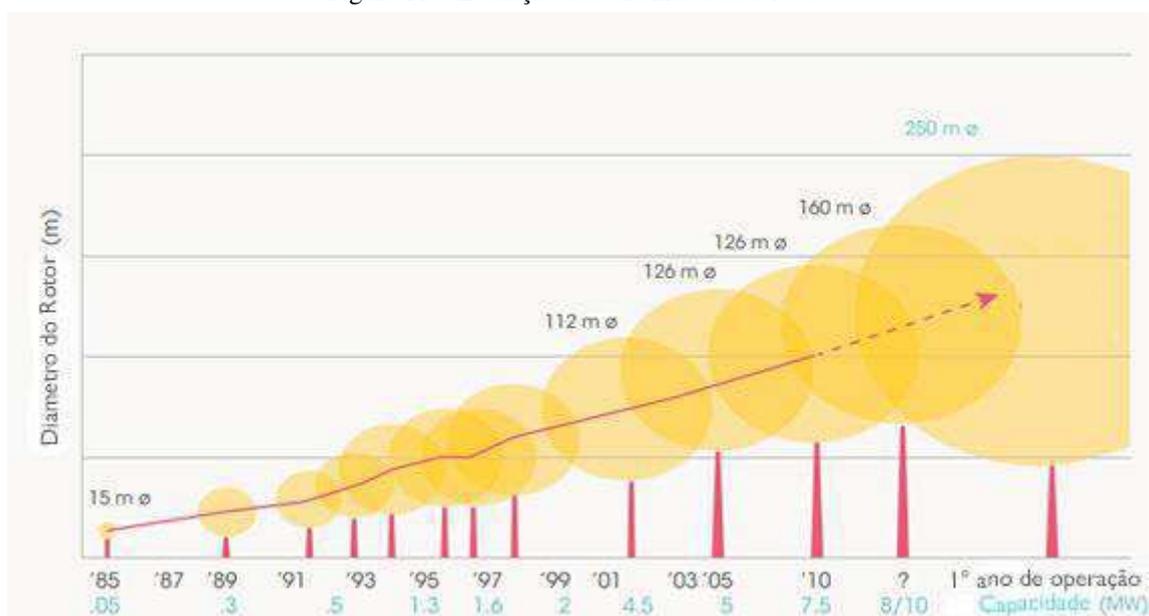
Contudo, sua baixa altura não propicia o aproveitamento de vento de alta intensidade, este encontrado em altitudes mais elevadas, além de submeter à torre elevados esforços mecânicos. Por essa razão, parques eólicos com aerogeradores de eixos horizontais são mais difundidos.

3.1.1 AEROGERADORES DE EIXO HORIZONTAL

Os aerogeradores com eixo horizontal, apesar de possuírem custos mais elevados, possuem maior eficiência e rendimento. Desde 1985, o desenvolvimento de novos aerogeradores, mais robustos, vem contribuindo para uma geração cada vez mais eficiente.

A geração de energia varia com o tipo de aerogerador utilizado. Sendo assim, determinada principalmente pela capacidade da turbina (em kW ou MW), pela altura da turbina e pelo diâmetro do rotor (IRENA, 2012). Na Figura 11 é mostrada a evolução das turbinas eólicas, onde a área percorrida pelas pás do aerogerador é indicada pelo círculo amarelo e o tamanho da torre em vermelho. Observa-se o aumento do tamanho das pás dos aerogeradores, o que possibilita uma maior geração de energia elétrica.

Figura 11 – Evolução das turbinas desde 1985.

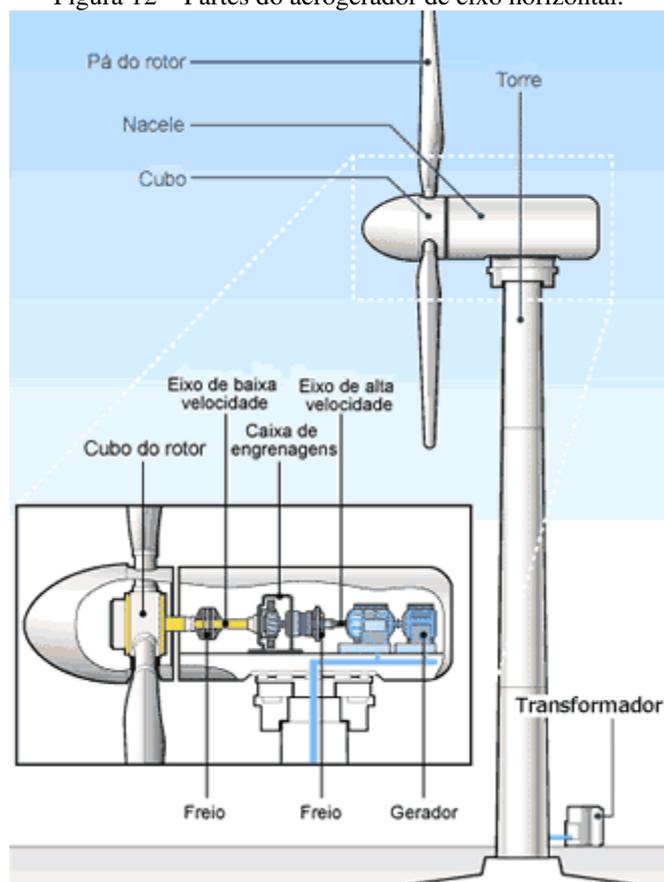


Fonte: (IRENA, 2012).

Os aerogeradores de eixo horizontal são diferenciados principalmente pelo tamanho e formato da nacele, pela presença ou não da caixa multiplicadora e pelo tipo de gerador utilizado. Na Figura 12 pode ser observado um aerogerador e suas principais partes que consistem em:

- Pás do rotor: é a parte exposta ao vento responsável por transformar a energia presente no vento em energia mecânica no eixo;
- Eixo: transfere a energia rotacional para o gerador;
- Nacele: carcaça que abriga e protege os equipamentos principais do aerogerador;
- Caixa de engrenagens ou caixa multiplicadora: aumenta a velocidade do eixo entre o cubo do rotor e o gerador;
- Gerador: equipamento que transforma a energia mecânica em energia elétrica;
- Unidade de controle (não mostrada): monitora o sistema, desliga a turbina em caso de mau funcionamento e controla o mecanismo de ajuste para alinhamento da turbina com o vento;
- Controlador (não mostrado): move o rotor para alinhá-lo com a direção do vento;
- Freio: detêm a rotação do eixo em caso de sobrecarga de energia ou falha do sistema;
- Torre: sustentam o rotor e a nacele, além de erguer todo o conjunto a uma altura onde as pás possam girar com segurança e distantes do solo;
- Equipamentos elétricos: transmitem a eletricidade do gerador através da torre e controlam os diversos elementos de segurança da turbina.

Figura 12 – Partes do aerogerador de eixo horizontal.



Fonte: <http://www.ambiente.hsw.uol.com.br/energia-eolica1.html>.

Os aerogeradores podem variar quanto ao número de pás, porém os mais modernos utilizam o sistema com três pás, pois os aerogeradores com números maiores de pás apresentam um acréscimo insignificante no rendimento e os que possuem número de pás menor que três são geralmente mais instáveis produzindo oscilações indesejadas.

A caixa multiplicadora possui a finalidade de transmitir a energia mecânica entregue pelo eixo do rotor até a carga. O projeto tradicional de uma turbina eólica consiste em colocar a caixa de transmissão mecânica entre o rotor e o gerador de forma a adaptar a baixa velocidade do rotor, que varia entre 20 a 150 RPM, à velocidade de rotação mais elevada dos geradores convencionais, que variam entre 1200 a 1800 RPM (CEPEL / CRESESB, 2008).

Atualmente, alguns fabricantes desenvolveram aerogeradores sem caixa multiplicadora com sucesso. Para isso, utilizaram geradores multipolos de baixa velocidade e grandes dimensões que não necessitam de caixa multiplicadora. Ambas as

tecnologias, com ou sem caixa multiplicadora, possuem suas vantagens e desvantagens e a escolha de qual tipo utilizar depende do fabricante.

Quanto aos geradores, a transformação da energia mecânica de rotação em energia elétrica através de equipamentos de conversão eletromecânica é um problema tecnologicamente dominado e para limitar a extração de potência à potência nominal dos geradores, mecanismos de controle são empregados.

3.2 ENERGIA E POTÊNCIA EXTRAÍDAS DOS VENTOS

O funcionamento de um aerogerador baseia-se na energia cinética do ar em movimento que proporciona energia mecânica nas hélices que, por sua vez, através de um sistema de transmissão mecânico, faz girar o rotor de um gerador, normalmente um alternador, que converte a energia mecânica rotacional em energia elétrica.

A velocidade do vento é um dos principais fatores que influencia a geração de energia. Tal influência varia com o tipo de turbina eólica, cada uma apresenta sua própria curva característica de desempenho de energia. Utilizando essa curva é possível fazer previsão da produção de energia de uma turbina eólica em função da velocidade do vento, não considerando os detalhes técnicos de seus vários componentes.

Dessa forma, a curva de potência de uma turbina eólica é um gráfico que indica a produção máxima de energia elétrica em diferentes velocidades de vento. Na Figura 13 está representada uma curva de potência de um gerador eólico (FONTANET, 2012).

Figura 13 – Curva de potência típica de uma turbina eólica.



Fonte: (FONTANET, 2012).

Podem-se identificar, na curva de potência, três estados importantes para análise do desempenho da turbina, são eles:

- Velocidade mínima (V_m): a velocidade do vento em que a turbina começa a gerar energia;
- Velocidade nominal (V_n): a velocidade do vento em que a turbina eólica atinge sua energia nominal;
- Velocidade de corte (V_c): a velocidade do vento em que a turbina eólica desliga para evitar que o gerador trabalhe em níveis prejudiciais.

A velocidade típica de corte da turbina eólica é na faixa de 20 -25 m/s. Para velocidades superiores a permitida o sistema de frenagem atua. Normalmente, esse sistema é composto por um freio principal, este atua de forma aerodinâmica, e um freio auxiliar, este atua de forma mecânica (MARQUES, 2004).

3.2.1 POTÊNCIA MECÂNICA EXTRAÍDA DO VENTO

A primeira forma de energia, no processo de geração da energia elétrica por fonte eólica, é a energia cinética associada à massa de ar que se move em forma de vento. Esta pode ser calculada pela seguinte forma:

$$E = \frac{1}{2} m_{ar} v^2. \quad (1)$$

Onde, E corresponde à energia cinética [J], m_{ar} é a massa do ar [Kg] e v é a velocidade do vento [m/s]. Uma vez que as turbinas são classificadas pela sua potência e não por sua energia, pode-se escrever:

$$P_{ar} = \frac{E}{t} = \frac{1}{2} \dot{m}_{ar} v^2. \quad (2)$$

Onde P_{ar} é a potência disponível no vento [W], t é o tempo [s], \dot{m}_{ar} é a taxa de variação da massa. Assim, quando uma massa de ar passa através de uma área em dado intervalo de tempo, a taxa de variação da massa é dada por:

$$\dot{m}_{ar} = \rho A \frac{dx}{dt} = \rho A v. \quad (3)$$

Onde ρ é a densidade do ar (1,225 kg/m³ ao nível do mar) e A é a área de varredura das pás da turbina. Combinando as Equações (2) e (3) obtém-se a equação da potência disponível no vento.

$$P_{ar} = \frac{1}{2} \rho A v^3. \quad (4)$$

A potência do vento é convertida em potência mecânica no rotor da turbina pela redução da velocidade do vento. Porém, a turbina eólica não extrai completamente a potência disponível no vento para conversão de energia elétrica. Para levar em conta essa característica física, é introduzido um índice denominado coeficiente de potência (c_p), que corresponde à fração da potência eólica disponível que é extraída pelas pás do rotor.

Em 1926, *Bezt* e *Glauert* através de estudos determinaram a máxima potência que podia ser extraída por uma turbina eólica, esta expressa por:

$$P_{ar} = \frac{1}{2} \rho A v^3 c_{p,Betz}. \quad (5)$$

Onde o coeficiente de potência para a máxima potência produzida é de $c_{p,Betz} = 0,593$. Isso significa que, no caso ideal sem perdas, 59,3% da energia disponível no vento pode ser convertida em potência mecânica por uma turbina eólica.

Na prática, o valor do coeficiente de potência é menor que o estipulado por *Bezt* e *Glauert* sendo expresso como uma característica dependente principalmente da razão de velocidade λ expressa por:

$$\lambda = \frac{R \omega_r}{v_w}. \quad (6)$$

Onde: R é o raio do rotor [m], ω_r é a velocidade angular do rotor [rad/s] e v_w é a velocidade do vento incidente no rotor [m/s].

De fato, a interação do vento com as pás do rotor é que vai proporcionar a produção de energia, mas de forma a obter maior rendimento das turbinas eólicas, ainda são aplicados mecanismos de controle de velocidade e métodos de limitação de potência.

Os mecanismos de controle de velocidade tornam possível adaptar a velocidade da rotação da turbina para a velocidade do vento incidente e, desta forma, a relação de velocidade é mantida constante num valor pré-definido que corresponde ao coeficiente de potência máxima. Já os métodos de limitação de potência agem de forma que a potência gerada na turbina fique próximo aos valores nominais.

3.3 SISTEMAS EÓLICOS

O sistema eólico é o sistema composto por aerogerador e que necessitam de uma unidade de controle de potência e, em determinados casos, de uma unidade de armazenamento. Os sistemas eólicos apresentam três principais aplicações: sistemas isolados, sistemas híbridos e sistemas interligados à rede elétrica.

Os sistemas isolados utilizam geradores de pequeno porte (até 10 kW) e destinam-se ao uso doméstico e aplicações remotas, necessitando de alguma forma de armazenamento de energia para tais aplicações.

Os sistemas híbridos não são conectados à rede elétrica, mas são empregados em sistemas com geradores de médio a grande porte (10 kW até 250 kW) atendendo um número maior de usuários do que os sistemas isolados. Essas aplicações fogem do interesse desse trabalho e por esse motivo não serão detalhados.

Os sistemas interligados à rede elétrica são formados por um número maior de aerogeradores que agrupados formam os parques eólicos. Estes são formados por geradores de grande porte (maior do que 250 kW) e a energia produzida em todo o parque é destinada à rede elétrica.

Os parques eólicos podem ser divididos em dois tipos de instalações: *offshore* e *onshore*.

Os parques *offshore* se caracterizam por parques eólicos instalados em plataformas marítimas a certa distância da costa. Entre suas principais vantagens estão a não limitação do uso do solo, não há preocupação com impacto sonoro podendo os aerogeradores girar a uma maior velocidade, a superfície marinha não possui obstáculos e apresenta baixa rugosidade superficial fazendo com que a velocidade do vento aumente com a altura de forma mais rápida, além disso, esse tipo de instalação apresenta menor turbulência causando menores esforços e fadigas nos aerogeradores aumentando sua vida útil.

O Brasil não possui parques eólicos do tipo *offshore*, mas esse tipo de tecnologia já é empregada em diversos países com destaque para Inglaterra que possui o maior parque eólico *offshore* o *London Array*. Localizado no Mar do Norte, a cerca de 20 km da costa de Kent, o parque eólico de *London Array* possui 175 aerogeradores com um diâmetro de rotor de 90 metros e com uma potência instalada de 630 MW.

Os parques *onshore* são os mais conhecidos e as condições de geração para esse tipo de parque eólico foram discutidos no Capítulo 2. Apresentam-se em maior número do que os *offshore*, e se diferenciam principalmente pela facilidade na construção, instalação e manutenção.

Nos últimos anos, com o aumento de construções dos parques eólicos *offshore*, os custos de investimentos estão diminuindo, principalmente pelos avanços na tecnologia e à experiência adquirida. Vale a pena salientar que a monitoração dos parques *offshore* é feita de forma análoga aos parques *onshore*, por sistemas de controle de supervisão e aquisição de dados (TAVARES, 2010).

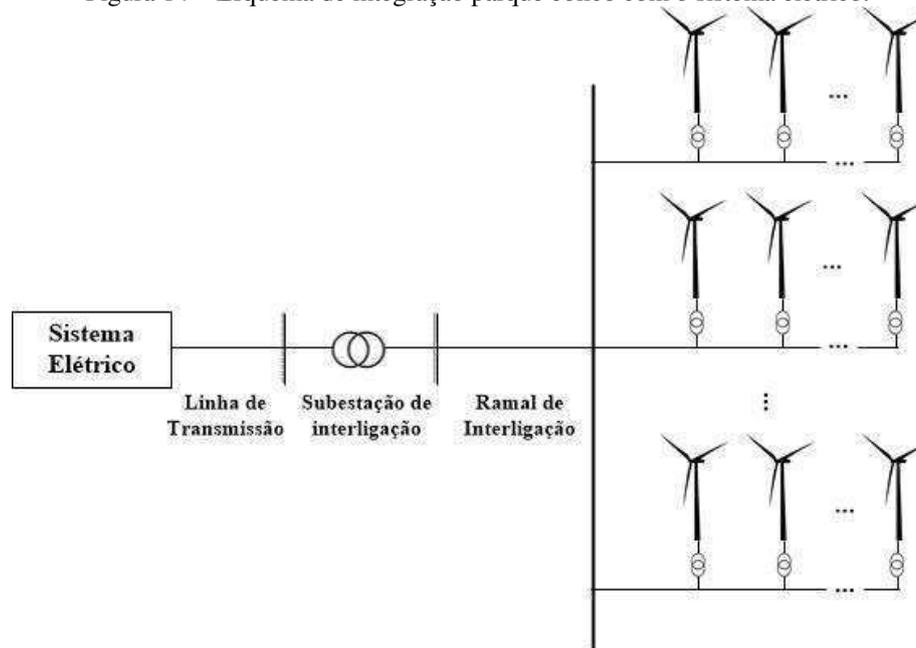
3.4 INSTALAÇÕES E INTEGRAÇÃO DE PARQUES EÓLICOS

Para que a energia produzida em um parque eólico seja utilizada é necessário que exista uma integração entre o parque e o sistema elétrico, de forma que a energia produzida seja transferida para a rede.

Em termos de viabilidade de projeto, é interessante que na região que será construído o parque eólico já existam componentes para a integração, visto que a necessidade de construção de linhas de transmissão longas e de subestações pode tornar o projeto pouco atrativo.

A geração de energia elétrica nos aerogeradores situa-se, normalmente, entre 380V e 690V, o que exige a instalação de um transformador elevador na saída de cada aerogerador conectados a um barramento de uma subestação dedicada ao parque eólico, Figura 14.

Figura 14 – Esquema de integração parque eólico com o sistema elétrico.



Fonte: Imagem do autor.

Esta subestação cumpre o papel de interligar os aerogeradores do parque e conectá-los com um ou mais transformadores que têm a função de elevar a tensão até o nível de transmissão, para conexão no sistema elétrico.

3.5 REQUISITOS TÉCNICOS PARA INTEGRAÇÃO

Com o aumento da integração da geração eólica no sistema elétrico alguns critérios de integração foram estabelecidos visando não comprometer fatores como confiabilidade, qualidade de energia, operação e eficiência.

Os critérios para a inserção variam para cada país. No Brasil os critérios são determinados pelo Operador Nacional do Sistema elétrico (ONS) e estão discriminados no documento referente aos procedimentos de rede, submódulo 3.8 intitulado como requisitos mínimos para conexão à rede básica, onde foram incluídos os requisitos mínimos para geradores eólicos, aprovados em 2004.

Entre os principais critérios que devem ser cumpridos destacam-se: regulação de potência ativa, regulação de potência reativa, regulação de frequência, *flicker*, conteúdo harmônico, capacidade de sustentação durante faltas e variação de tensão terminal em regime permanente (ZANCHETTIN, 2012).

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 e seleção da tecnologia de sistemas eólicos a ser utilizada. Contudo são extremamente dependentes das características dos equipamentos, do sistema e do lugar de instalação do parque eólico (SILVA, PINHEIRO, *et al.*, 2003).

3.6 ESTUDO PARA APTIDÃO DAS INTEGRAÇÕES

Diversos estudos são necessários para avaliar o impacto da instalação dos parques eólicos na rede elétrica e garantir as condições efetivas de operação do sistema, sem prejuízos na qualidade de energia fornecida aos consumidores.

Nesse contexto, alguns estudos que devem ser realizados para verificar se o parque eólico está apto a interligação com a rede são (OLIVEIRA, ARAÚJO e ARAÚJO, 2013):

- Curto-circuito: deve-se calcular a contribuição de corrente de curto-circuito da usina eólica projetada para o ponto de conexão com a concessionária e verificar se a nova potência de curto-circuito não impacta na superação da capacidade dos equipamentos instalados no entorno da subestação de modo a ser necessária a substituição de equipamentos;
- Fluxo de potência: análises de contingências no entorno da usina eólica devem ser realizadas, considerando-se o critério n-1 atualmente vigente, a fim de se verificar a necessidade ou não de reforço na rede básica ou na rede da concessionária local;
- Emissão de *Flicker*: conhecido também como cintilação luminosa, é a variação do fluxo luminoso das lâmpadas causada pela flutuação do valor eficaz da tensão. Essa flutuação pode ser decorrente, por exemplo, da conexão ou desconexão de um aerogerador, da conexão ou desconexão de bancos de capacitores, ou rajada de vento. Estudos de *flicker* também devem ser realizados;

- Desempenho harmônico: Deve-se fazer um estudo do desempenho harmônico da usina com o objetivo de verificar as correntes harmônicas, tensões harmônicas e a distorção total;
- Estabilidade: análises referentes ao exame do comportamento da tensão por ocasião de distúrbios devem ser realizadas. Para o estudo de estabilidade é necessário recorrer à simulação empregando modelos detalhados das máquinas selecionadas (parâmetros em regime transitório das máquinas) e seus controles, válidos para condições operativas extremas.

A análise da integração de sistemas eólicos ao sistema elétrico pode ser feita por um simples programa de fluxo de carga. O estudo deve sempre avaliar o perfil de tensão nas barras consumidoras frente às situações de carga (pesada e leve) e da geração eólica (nominal e desligada).

3.7 FLUXO DE POTÊNCIA

Executar o fluxo de potência (fluxo de carga) em uma rede de energia elétrica consiste essencialmente na determinação do estado da rede, da distribuição dos fluxos e de algumas outras grandezas. Nesse tipo de problema, a modelagem do sistema é estática, significando que a rede é representada por um conjunto de equações e inequações algébricas não-lineares que são obtidas aplicando-se as Leis de Kirchhoff e um conjunto de restrições operacionais à rede elétrica.

A solução do problema de fluxo de potência não é trivial sendo necessário principalmente em casos mais complexos o uso de ferramenta computacional. Tais ferramentas possibilitam o cálculo da tensão (módulo e o ângulo) em todas as barras de um sistema, além do 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.

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 das equações do fluxo de potência como método de Newton-Raphson, método desacoplado rápido e o fluxo de potência linearizado. O método mais utilizado é o método desacoplado rápido.

Para o estudo de 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:

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, as variáveis são:

- V_k – módulo da tensão da barra k;
- θ_k – ângulo da tensão na 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).

Três tipos de barras são definidas de acordo com as variáveis que são consideradas como dados e incógnitas, são elas:

- Barra PQ ou de carga, onde são dados P_k e Q_k , e calculados V_k e θ_k ;
- Barra PV ou de geração, onde são dados P_k e V_k e calculados Q_k e θ_k ;
- Barra de referência ou de *swing*, onde são dados V_k e θ_k e calculados P_k e Q_k .

A barra de referência tem por função fornecer a referência angular do sistema e também é utilizada para fechar o balanço de potência do sistema, levando em conta as perdas de transmissão não conhecidas antes de se ter a solução final do problema, por esse motivo necessita-se dispor de uma barra do sistema na qual não é especificada a potência ativa.

4 ESTUDO DE CASO

Será estudada a influência causada por parques eólicos ao sistema elétrico de potência. Essa influência será determinada pelo estudo de fluxo de potência obtido via *software* onde será possível fazer avaliação do perfil de tensão nas barras consumidoras frente à situação de carga pesada com geração eólica.

4.1 SOFTWARE ESCOLHIDO

O *software* utilizado será o ANAREDE que é o programa computacional mais utilizado no Brasil na área de Sistemas Elétricos de Potência. O programa é formado por um conjunto de aplicações integradas que inclui, por exemplo, fluxo de potência, equivalente de redes, análise de contingências, análise de sensibilidade de tensão e fluxo e análise de segurança de tensão.

Entre os usuários do programa destacam-se as empresas concessionárias que operam redes de transmissão ou subtransmissão, ONS, Empresa de Pesquisa Energética (EPE), Ministério de Minas e Energia (MME), Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) e outras.

A versão do *software* utilizada é a 10.01 com licença universitária. Por este motivo, têm-se algumas limitações na dimensão máxima dos sistemas que poderão ser processados pelos programas e assim será necessário reduzir o sistema a um sistema equivalente com dimensão dentro do permitido.

4.2 PARQUES EÓLICOS ESCOLHIDOS

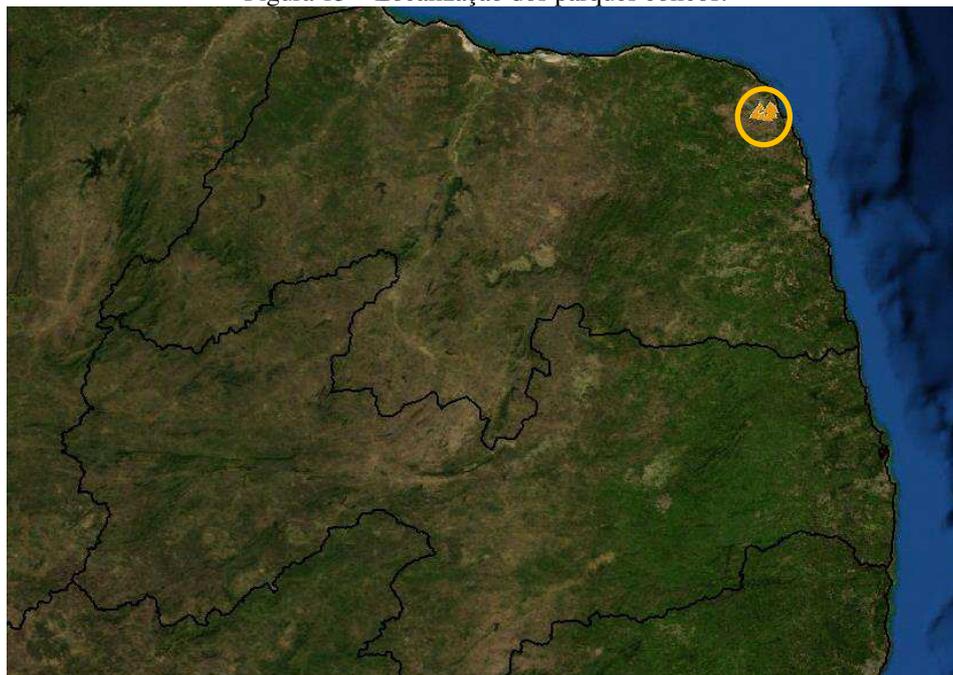
Os parques eólicos escolhidos são parques contratados, com construção não inicializada, e estão localizados no estado do Rio Grande do Norte. Seus respectivos nomes e capacidade de geração estão descritos abaixo, conforme o Banco de Informação de Geração (BIG) disponível no site da ANEEL.

- Valência I: 27.600 kW;
- Valência II: 23.000 kW;
- Valência III: 20.700 kW;
- Cervantes I: 16.000 kW;
- Cervantes II: 12.000 kW;
- Carnaúba I: 22.000 kW;
- Carnaúba II: 24.000 kW;
- Carnaúba III: 18.000 kW;
- Carnaúba V: 16.000 kW;
- Punaú I: 24.000 kW.

Na Figura 15 encontra-se a localização dos parques eólicos. Todos os aerogeradores estudados possuem eixo horizontal. Os parques Valência I e II possuem aerogeradores com altura total de 99 metros, altura do rotor de 75 metros, raio do rotor de 24 metros e potência nominal de 500 kW e 800 kW. Já os outros parques possuem aerogeradores com altura total de 170 metros, altura do rotor de 120 metros, raio do rotor de 50 metros e potência nominal de 2.000 kW. Suas localizações podem ser vistas na Figura 16.

Todos eles ainda não possuem data de início de operação. Na simulação, os parques serão ligados a subestação Touros que, por sua vez, conecta-se ao sistema através de uma linha de 230 kV conectada à barra de Ceará Mirim II. Suas respectivas capacidades de geração serão consideradas máximas.

Figura 15 – Localização dos parques eólicos.



Fonte: (ANEEL).

Figura 16 – Localização dos aerogeradores dos parques integrados.



Fonte: (ANEEL).

4.3 SISTEMA DE INTERESSE

Os dados de interconexões e das barras do sistema brasileiro são disponibilizados no site da ONS. O arquivo disponibilizado já é compatível com o programa ANAREDE e contém todas as barras do sistema norte/nordeste configurado para determinado tipo de carga.

A área de interesse, para simulação escolhida, inclui as subestações Campina Grande III, Natal III, Extremoz, Ceará Mirim II e Touros esta última se conectará aos parques eólicos.

Devido à quantidade de barras disponibilizadas no arquivo fornecido pelo ONS exceder o limite da versão universitária do *software*, fica impossibilitado a realização do equivalente de rede obtido através do *software*. De forma a contornar tal limitação e obter um sistema equivalente próximo ao real, será considerada apenas a contribuição da potência líquida injetada na área de interesse.

Assim, os fluxos de potência proveniente de uma barra fora da área de interesse para uma barra na área de interesse foram considerados como geradores. Fluxos de potência no sentido inverso foram considerados como cargas.

A forma com que o sistema equivalente foi obtido implicará em erros e não deve ser aplicada ao estudo de integração exigido pelo operador do sistema. Este deve ser feito através de simulação com todo o sistema onde o comportamento e os valores obtidos serão os mais próximos do real.

Apesar disso, espera-se que com o sistema equivalente considerado, nesse trabalho, a importância do estudo de integração ainda seja compreendida.

O sistema da área de interesse será composto por sete barras, quatro transformadores, duas linhas de 500 kV ligando o barramento Campina Grande III à Ceará Mirim II e onze linhas de 230 kV. O sistema com os parques eólicos integrado acrescentará ao sistema de interesse quatro linhas de 69 kV e quatro transformadores que conectarão os parques.

Para montagem do diagrama no ANAREDE, o sistema foi dividido em três áreas. A primeira, denominada área 1, compostas pelas barras e linhas de 500 kV, a segunda, denominada área 2, compostas pelas barras e linhas de 230 kV e a terceira, denominada área 3, compostas pelas barras e linhas de 69 kV e os parques eólicos.

A inserção dos dados do sistema pode ser feita através de linhas de código que possui entrada de dados rígida, e que segue um padrão pré-definido pelo programa. Assim, é necessário que o usuário tenha conhecimento suficiente para descrever o sistema de forma correta. Na Figura 18, encontra-se um exemplo do arquivo tipo cartão do sistema que foi simulado.

Figura 18 – Arquivo tipo cartão do sistema sem parque eólico simulado.

```

01 FITU
02 Simulação Sistema de Interesse sem Parques Eólicos
03 DBAR
04 (Num)OETGb( nome )Gl( V) ( A) ( Pg) ( Qg) ( Qn) ( Qm) (Bc ) ( Pl) ( Ql) ( Sh)Are(VF)M(1) (2) (3) (4) (5) (6) (7) (8) (9) (10)
05 1 L LCG3-500 10412.23 0. 39.9 138.3 0. 11000
06 2 L2 FCG3-500 1000 0.8463-482. 600.3 0. 21000
07 3 L FExtr2 9934.24 79.5 8.1 115.8 7.6 21000
08 4 L FNatal3 991 3.3 0. 43.2 297.4 45.3 21000
09 5 L FCEmi2 9916.28371.7 9.9 0. 5.9 21000
10 6 L FTouros 9937.65 59.4 0. 0. 7.2 21000
11 7 L LCEmi2-500 1021 6.4647.2 0. 0.128.3 11000
12 99999
13 DLIN
14 (De) d O d(Pa) NcEP ( R%) ( X%) (Mvar) (Tap) (Tmn) (Tmx) (Phs) (Bc ) (Cn) (Ce)Ns(Cq) (1) (2) (3) (4) (5) (6) (7) (8) (9) (10)
15 1 2 3 1.66 .9 .9 1.1 1600.600.33600.
16 1 2 4 1.66 .9 .9 1.1 1600.600.33600.
17 1 7 1 .134 2.135313.43 16781678 2678
18 1 7 2 .134 2.135313.43 26782678 2678
19 2 3 5 1.71112.64848.281 478.478. 478.
20 2 3 6 1.71112.64848.281 478.478. 478.
21 3 4 7 .15 1.09 4.04 503.503. 503.
22 3 4 8 .15 1.09 4.04 503.503. 503.
23 5 3 8 .205 2.017 7.954 550.550. 550.
24 5 3 9 .123 1.243 4.874 550.550. 550.
25 6 511 .396 3.966 15.06 637.637. 637.
26 7 512 2.22 .981 .981 1.1 7450.450.33450.
27 7 513 2.22 .981 .981 1.1 7450.450.33450.
28 99999
29 DGBT
30 (G ( kV)
31 L 500.
32 F 230.
33 99999
34 FIM

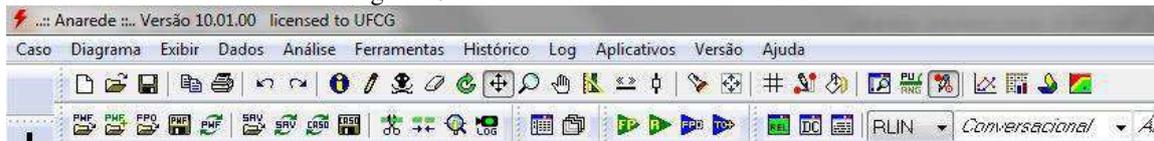
```

Fonte: Imagem do autor.

Outra forma de gerar arquivo cartão é através da interface gráfica, esta de fácil uso. A representação do sistema estudado foi feito através da interface gráfica.

Com o sistema já definido, o primeiro passo para a sua construção no ANAREDE é a criação de um novo caso clicando em **Caso > Novo**, no menu de ferramenta do programa, Figura 19.

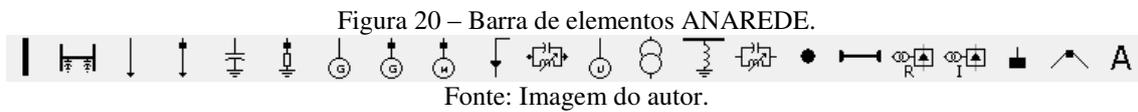
Figura 19 – Menu ferramenta ANAREDE.



Fonte: Imagem do autor.

No mesmo menu, foi criado um novo diagrama, **Diagrama > Novo**, e solicitado a inserção de um novo elemento apertando no ícone de lápis. Após o clique, uma nova

barra (barra de elementos) vai aparecer disponibilizando ao usuário elementos do sistema como linhas de transmissão, barras, geradores e transformadores, conforme ilustrado na Figura 20.



O programa disponibiliza uma área para o desenho do sistema. Para inserir algum elemento, basta selecioná-lo na barra de elementos e dar clique duplo na área de desenho. Em seguida, aparecerá uma janela de configuração para definição das grandezas do elemento inserido.

Nos dados de barra é possível especificar o nome da barra, tensão em p.u., ângulo, o tipo da barra, geração e carga (ver Figura 21). Caso a geração e a carga conectadas na barra sejam inseridos na janela “Dados de Barra CA”, os mesmos não serão representado graficamente pelo programa. Caso seja desejável, na representação da geração e da carga, o usuário deverá inserir o elemento (gerador ou carga) e conectá-lo a referida barra.

Figura 21 – Janela: dados de barra.

Dados de Barra CA (DBAR)

Número: 1

Nome: C63-500

Tensão: 0935 p.u.

Ângulo: 2.23 graus

Tipo: 0-PQ

VDef: 1000 p.u.

Grupo Limite de Tensão: 0

Grupo Base de Tensão: L, 500 kV

Área: 1

Barra Controlada: Controle Local

Modo de Visualização: 0-Normal

Ligado

Carga Ativa: 138.3 MW

Carga Reativa: Mvar

Geração Ativa: 0 MW

Geração Reativa: 39.9 Mvar

Geração Reativa Mínima: 0 Mvar

Geração Reativa Máxima: 0 Mvar

Limites Abertos

Shunt Equivalente: Mvar

Shunt Individualizado (DBSH): 0 Mvar

Agregadores

Primeira Vizinhança

Número:

Nome:

Mostrar Trocar

Inserir Alterar Remover Limpar Fechar

Fonte: Imagem do autor.

Nos dados de linhas é possível especificar a localização da linha, sua capacidade em MVA, resistência, reatância e susceptância, conforme ilustrado na Figura 22. Também é possível inserir dados de transformador caso necessário (ver Figura 23).

Figura 22 – Janela: dados de linha.

Dados de Circuito CA (DLIN)

Circuito

Barra De: 1 Nome: CG3-500 Ligado

Barra Para: 7 Nome: CeMi2-500 Ligado

Número: 2 Circuitos existentes

Barra Proprietária

De Para

Barra Controlada

Direção De Direção Para

Ligado

Capacidade

Normal: 2678 MVA

Emergência: 2678 MVA

Equipamento: 2678 MVA

Resistência: 0.134 %

Reatância: 2.135 %

Susceptância: 313.43 Mvar

Tap

Especificado:

Mínimo:

Máximo:

Defasamento: graus

Steps:

Controle Congelado

Agregadores

Tensão Barra p.u.

Tensão Especificada

Shunt Equivalente

Injeção De: Mvar

Injeção Para: Mvar

Shunt Individualizado (DBSH)

Injeção De: 0 Mvar

Injeção Para: 0 Mvar

Inserir Alterar Remover Limpar Fechar

Fonte: Imagem do autor.

Figura 23 – Janela: dados de linha com transformador.

Dados de Circuito CA (DLIN)

Circuito

Barra De: 1 Nome: CG3-500 Ligado

Barra Para: 2 Nome: CG3-500 Ligado

Número: 3 Circuitos existentes

Barra Proprietária

De

Para

Barra Controlada

1

Direção De

Direção Para

Ligado

Capacidade

Normal: 600. MVA

Emergência: 600. MVA

Equipamento: 600. MVA

Resistência: %

Reatância: 1.66 %

Susceptância: Mvar

Tap

Especificado: .9

Mínimo: .9

Máximo: 1.1

Defasamento: graus

Steps: 33

Controle Congelado

Agregadores

Tensão Barra

0935 p.u.

Tensão Especificada

1041

Shunt Equivalente

Injeção De: Mvar

Injeção Para: Mvar

Shunt Individualizado (DBSH)

Injeção De: Mvar

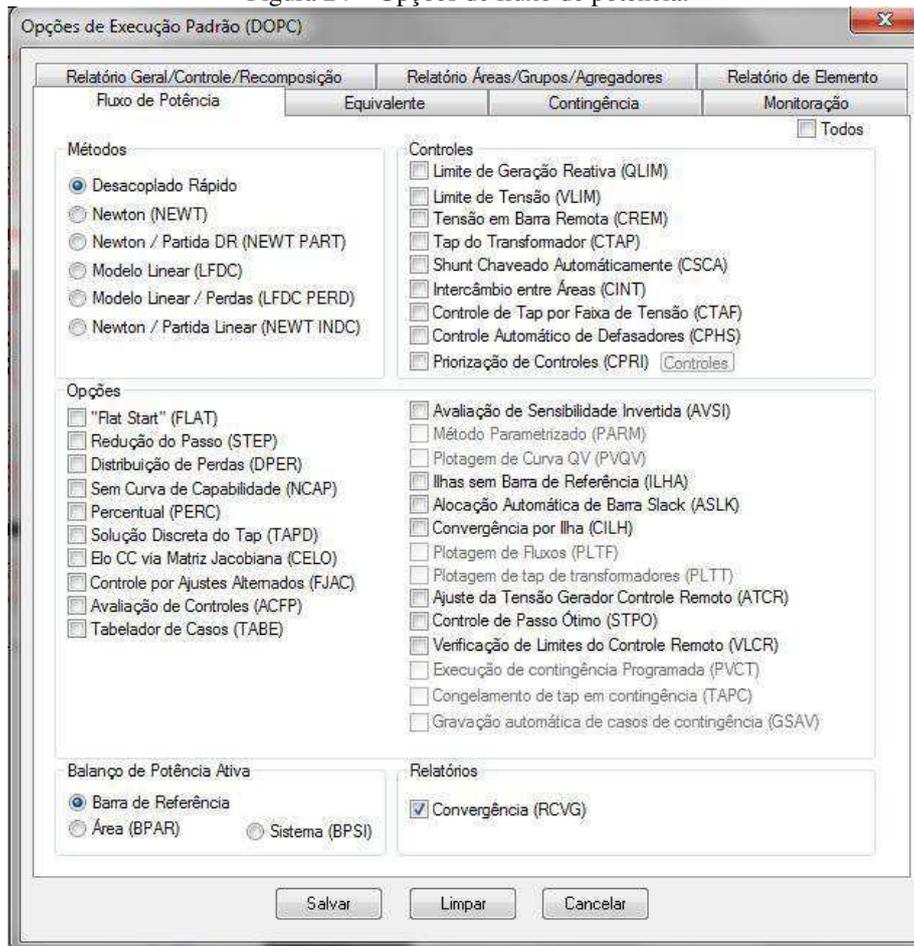
Injeção Para: Mvar

Inserir Alterar Remover Limpar Fechar

Fonte: Imagem do autor.

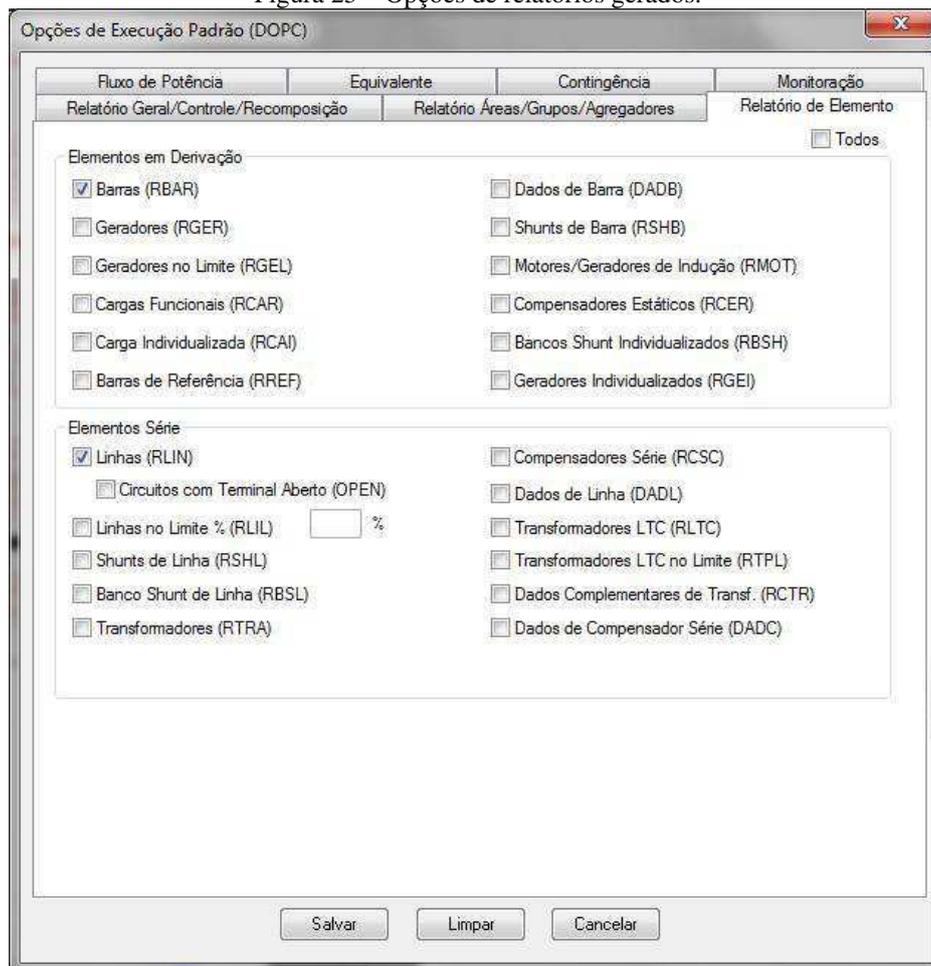
Após inserir todos os elementos que compõem o sistema de interesse e configurá-los é necessário ajustar as opções de execução. Clicando em **Dados** e em seguida em **Opções padrão**, uma nova janela vai abrir. Nessa janela será possível, por exemplo, determinar os métodos para solução de fluxo de potência (ilustrado na Figura 24), e determinar os relatórios que serão gerados ao fim da simulação (ilustrado na Figura 25).

Figura 24 – Opções de fluxo de potência.



Fonte: Imagem do autor.

Figura 25 – Opções de relatórios gerados.



Fonte: Imagem do autor.

É possível gerar relatórios como relatório de barra (RBAR), constando, por exemplo, o número da barra, nome e tipo da barra, magnitude e ângulo de fase da tensão, geração de potência ativa e reativa, injeção equivalente de potência ativa e reativa, carga ativa e reativa. Relatório de linhas (RLIN) que imprime o relatório completo do sistema, por área, constando, por exemplo, o número, tipo e nome da barra, magnitude e ângulo de fase da tensão, geração de potência ativa e reativa, injeção equivalente de potência ativa e reativa e carga ativa e reativa.

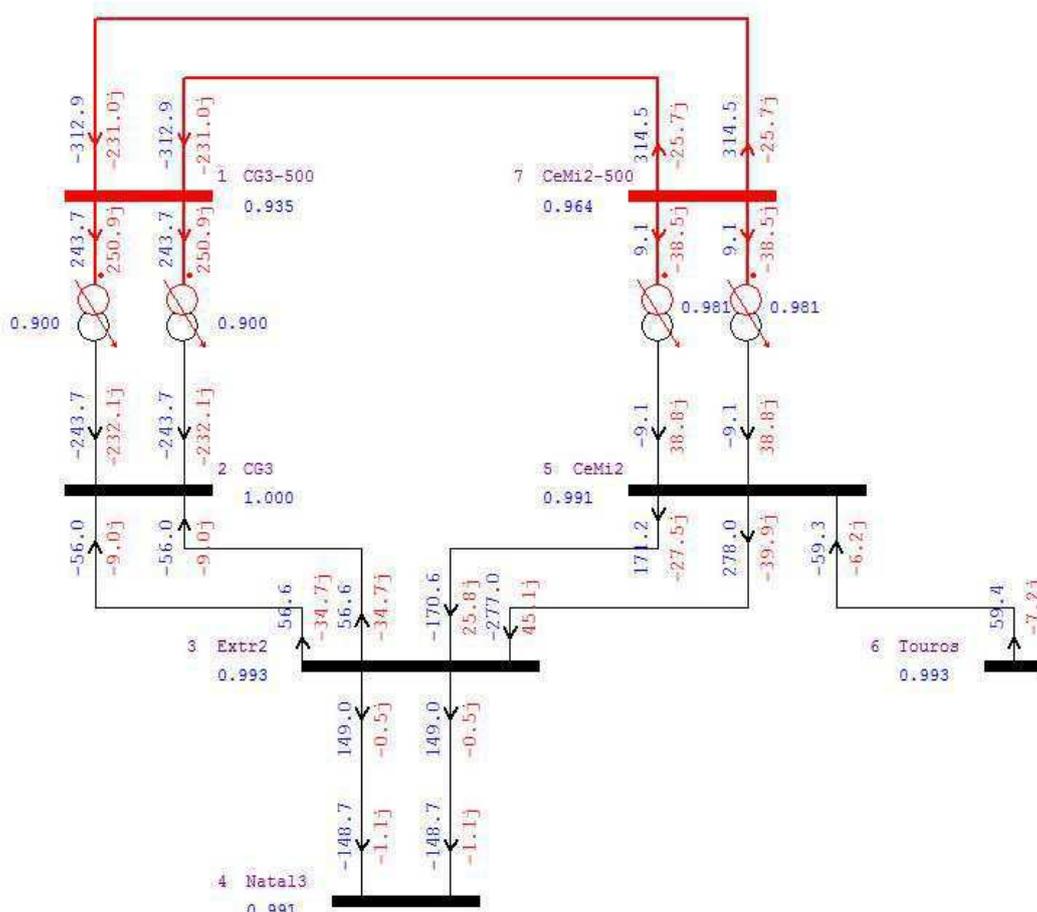
Para solução de fluxo de potência foi utilizado o método desacoplado rápido e ao final da solução foi requisitado o relatório de barra, relatório de linhas, relatório de transformadores e o relatório de geradores.

Através da comparação dos relatórios gerados pelo programa para as simulações com e sem parques eólicos, deseja-se observar o comportamento do fluxo de potência no sistema e a ocorrência de violações de capacidades dos elementos do sistema.

4.5 ANÁLISE E RESULTADOS

O relatório gerado para a simulação do sistema sem integração de parques eólicos mostrou que não foram encontradas violações de fluxo entre os circuitos monitorados. O fluxo de potência pode ser visto na Figura 26, onde os valores indicados em azul representam o fluxo de potência ativa e os valores em vermelho de potência reativa.

Figura 26 – Sistema sem parques eólicos.



Fonte: Imagem do autor.

Analisando a tensão nas barras obtidas pelo ONS e as obtidas após simulação observa-se uma diminuição de 0,106 e 0,057 p.u. na barra Campina Grande III de 500 kV (CG3-500) e Ceará Mirim II de 500 kV (CeMi2-500) respectivamente. Tal diminuição ultrapassa o limite mínimo estabelecido pela NOS (1,0 p.u.) para as condições de carga simulada. Pode-se considerar a causa da queda de tensão a forma

pela qual o sistema equivalente foi obtido. A Tabela 1 apresenta as variações de tensões obtidas.

Vale salientar que os níveis de tensão dependem fortemente do fluxo de potência reativa do sistema elétrico. Portanto, podem-se controlar os níveis de tensão em um sistema elétrico controlando-se a geração, a absorção e o fluxo de potência reativa no sistema.

Tabela 1 – Variação de tensões nas barras após simulação.

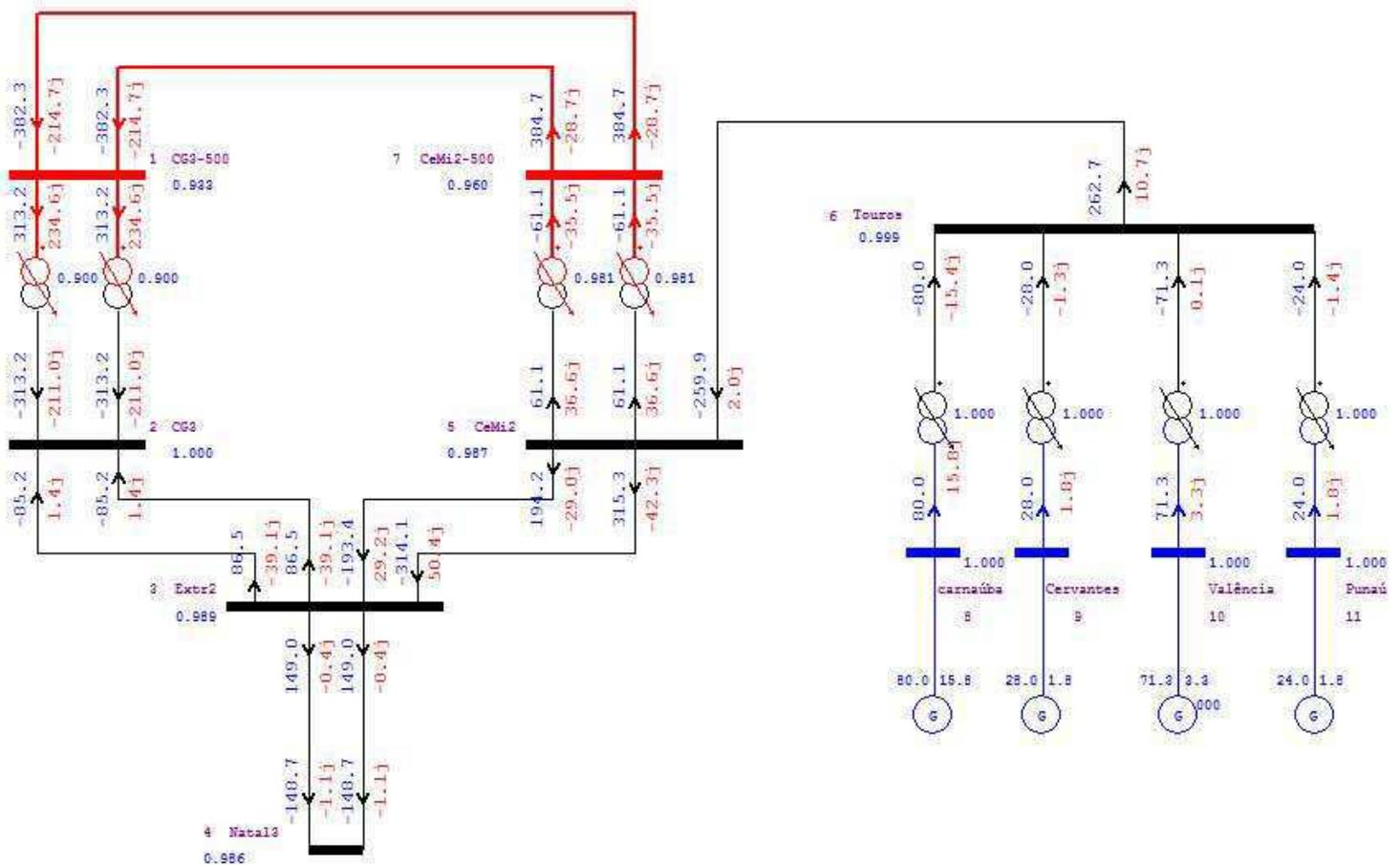
Nome das barras	Tensão do sistema com dados da ONS (p.u.)	Tensão do sistema sem parques (p.u.)
Campina Grande III (500 kV)	1,041	0,935
Campina Grande III (230 kV)	0,973	1,000
Ceará Mirim II (500 kV)	1,021	0,964
Ceará Mirim II (230 kV)	0,963	0,991
Extremoz II (230 kV)	0,966	0,993
Natal III (230 kV)	0,969	0,991
Touros (230 kV)	0,975	0,993

De forma semelhante à primeira simulação, o relatório gerado para a simulação do sistema com integração de parques eólicos também mostrou que não foram encontradas violações de fluxo entre os circuitos monitorados. O fluxo de potência pode ser visto na Figura 27, onde os valores indicados em azul representam o fluxo de potência ativa e os valores em vermelho de potência reativa.

Com exceção da barra Touros que teve um aumento na tensão de 0,006 p.u., a tensão nas barras monitoradas após a conexão dos parques eólicos apresentou uma diminuição, sendo essa máxima na barra Natal III que teve uma diminuição de 0,005 p.u. em comparação ao valor obtido sem os parques eólicos.

Excluindo as barras CG3-500 e CeMi2-500 que já estavam abaixo do limite mínimo de tensão, todas as demais barras encontram-se entre os limites mínimos e máximo exigido pela a ONS que para as barras e as condições de carga usadas eram de 0,95 e 1,05 p.u., respectivamente. A Tabela 2 apresenta as variações de tensões obtidas.

Figura 27 – Sistemas com parques eólicos.



Fonte: Imagem do autor.

Tabela 2 – Tensões das barras do sistema sem e com parques eólicos.

Nome das barras	Tensão do sistema sem parques (p.u.)	Tensão do sistema com parques (p.u.)
Campina Grande III (500 kV)	0,935	0,933
Campina Grande III (230 kV)	1,000	1,000
Ceará Mirim II (500 kV)	0,964	0,960
Ceará Mirim II (230 kV)	0,991	0,987
Extremoz II (230 kV)	0,993	0,989
Natal III (230 kV)	0,991	0,986
Touros (230 kV)	0,993	0,999

Além da diminuição na tensão apresentada após a conexão dos parques eólicos, observa-se uma mudança no sentido do fluxo da barra de 230 kV Ceará-Mirim II (CeMi2) para a barra de 500 kV Ceará-Mirim II (CeMi2-500).

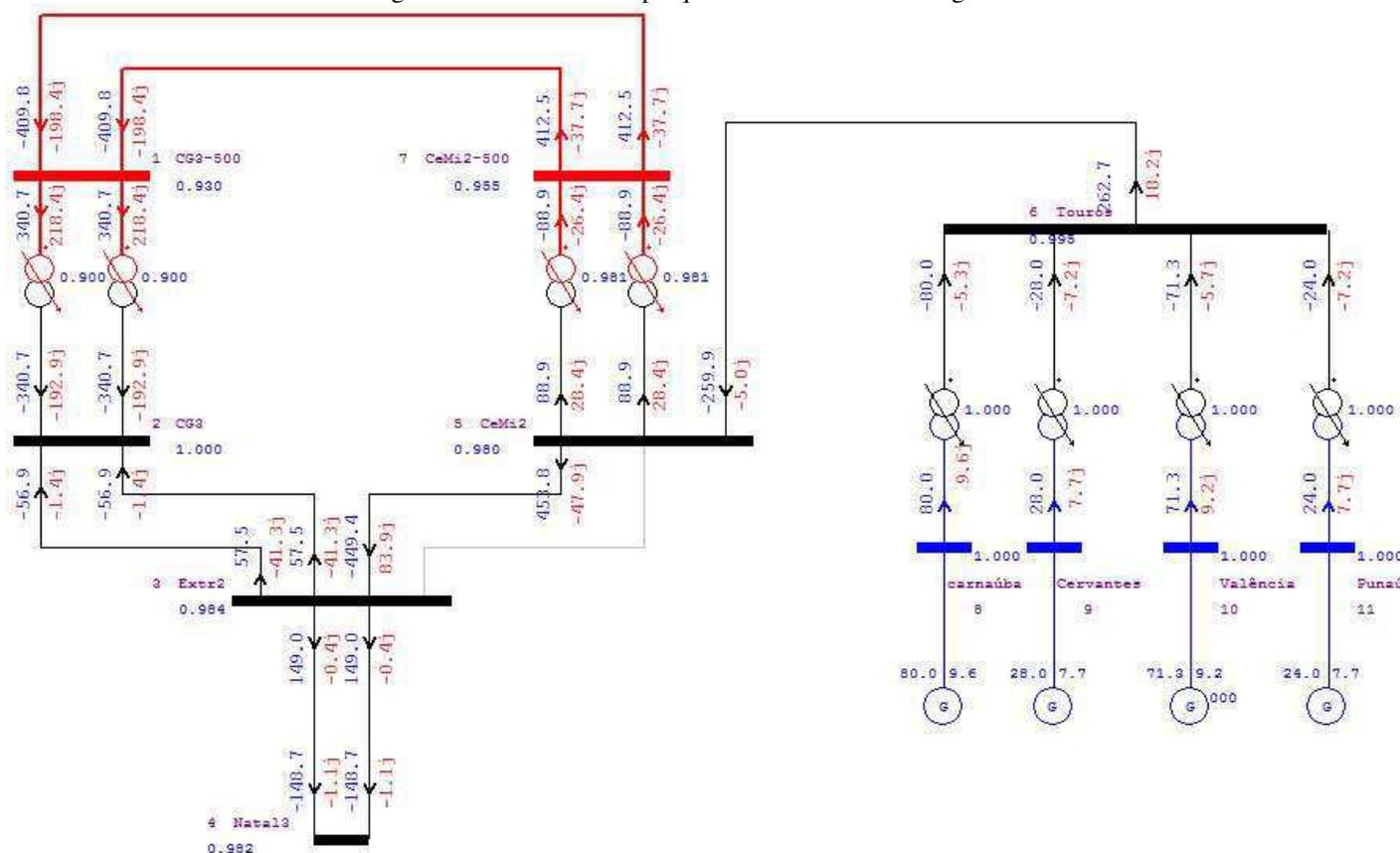
Essa inversão se deve a energia proveniente de fonte eólica injetada na barra CeMi2 que além de suprir uma parte da carga demandada pela barra de 230 kV Extremoz II (Extr2), passa a exportar a energia excedente para a barra CeMi2-500.

Devido a essa mudança no sentido do fluxo, também se observa um aumento do fluxo de potência ativa fornecida à barra de 230 kV Campina Grande III (CG3) através da barra de 500 kV Campina Grande III (CG3-500).

A injeção de potência pelos parques eólicos no sistema para as condições de cargas escolhida não causam danos ao sistema e nem aos equipamentos que o compõem garantindo as condições efetivas de operação do sistema.

Com a finalidade de simular contingência no sistema de interesse desligou-se uma das linhas que conecta a barra CeMi2 à Extr2, conforme indicado na Figura 28, onde os valores indicados em azul representam o fluxo de potência ativa e os valores em vermelho de potência reativa.

Figura 28 – Sistema com parques eólicos e com contingência.



Fonte: Imagem do autor.

Após a contingência, a linha ainda ligada entre as barras apresentou um aumento de 256 MW no fluxo de potência ativa, porém, mesmo com esse aumento o relatório gerado para a simulação não indicaram violações de fluxo entre as barras monitoradas, não sendo necessário reforço no sistema para recebimento dos parques eólicos simulados.

A tensão nas barras monitoradas após a contingência apresenta diminuição quando comparada aos valores obtidos com os parques eólicos. Novamente, com exceção das barras CG3-500 e CeMi2-500 que já estavam abaixo do limite mínimo de tensão, todas as demais barras encontraram-se entre os limites mínimos e máximo exigido pelo ONS. Na Tabela 3 são apresentadas as variações de tensões obtidas.

Tabela 3 – Tensões das barras do sistema após contingência.

Nome das barras	Tensão depois da simulação com parques (p.u.)	Tensão depois da contingência (p.u.)
Campina Grande III (500 kV)	0,933	0,930
Campina Grande III (230 kV)	1,000	1,000
Ceará Mirim II (500 kV)	0,960	0,955
Ceará Mirim II (230 kV)	0,987	0,980
Extremoz II (230 kV)	0,989	0,984
Natal III (230 kV)	0,986	0,982
Touros (230 kV)	0,993	0,995

As simulações com inserção de parques eólicos e com contingência mostraram que o sistema não necessita de modificações para receber energia proveniente dos parques simulados. Contudo, a integração de parques eólicos só é liberada quando estudos de estabilidade, desempenho harmônico, emissão de *Flicker* e Curto-circuito também forem realizados.

5 CONCLUSÃO

O grande interesse em produzir energia limpa impulsionou o investimento em energia eólica levando ao aumento da integração da energia eólica nas redes elétricas. Dessa forma, o estudo de aptidão da integração de parques eólicos no sistema visando manter a estabilidade do sistema é importante para que a geração e o investimento em energia limpa sejam mantidos.

Neste trabalho de conclusão de curso foi estudada a contribuição da energia eólica no sistema elétrico através do estudo de fluxo de potência do sistema antes e após a integração de parques eólicos.

O fluxo de potência é um dos critérios para a integração da energia produzida por parques eólicos no sistema elétrico que foram estabelecidos pelo operador nacional do sistema visando não comprometer fatores como confiabilidade, qualidade de energia, operação e eficiência.

Assim, foi proposto o estudo de fluxo de potência de uma parte do sistema Norte/Nordeste, no qual serão conectados parques eólicos localizados no estado do Rio Grande do Norte com o objetivo de analisar como o sistema opera e seu comportamento com os parques frente à contingência.

O *software* ANAREDE mostrou-se uma ferramenta útil para o estudo de fluxo de potência. Apresentando recurso gráfico que facilitam a construção do sistema de interesse e a compreensão do fluxo de potência no mesmo.

Por sua vez, a solução do fluxo de potência mostrou que não houve violações de tensão nas barras do sistema com os parques eólicos. Foi verificada uma mudança no sentido do fluxo entre duas barras após a integração dos parques, mas que não comprometeu a linha.

Para a contingência, foi retirada um das duas linhas que ligam duas barras do sistema. A análise da solução de fluxo mostrou mais uma vez que o sistema não sofre violação, dessa forma o sistema simulado está apto a receber os parques eólicos simulados não sendo necessário o reforço para recebimento dos mesmos.

Ressalta-se que a simplificação utilizada para obter o sistema reduzido nesse trabalho, devido principalmente as limitações da versão do *software*, não deve ser

aplicada aos estudos de integração exigidos pelo operador do sistema. O estudo da integração com todo o sistema pode indicar violação do sistema em uma área do sistema fora do simulado.

6 TRABALHOS FUTUROS

Como continuação ao trabalho realizado, propõe-se:

- Estudos dos mecanismos de controle de velocidade;
- Estudos dos métodos de limitação de potência;
- Estudos restantes para avaliação dos impactos causados à rede elétrica (curto-circuito, emissão de *Flicker*, desempenho harmônico e estabilidade);
- Realizações de simulações com outras contingências;
- Realização de análise de perdas.

BIBLIOGRAFIA

ABEEÓLICA. **Boletim de Dados Janeiro 2016**. ABEEólica - Associação Brasileira de Energia Eólica. São Paulo. 2016.

ACKERMANN, T. **Wind Power in Power Systems**. Estocolmo: John Wiley & Sons, 2005.

ANEEL. **Atlas da Energia Elétrica do Brasil**. ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica. Brasília. 2008.

ANEEL. [www.sigel.aneel.gov.br](http://sigel.aneel.gov.br). Disponível em: <<http://sigel.aneel.gov.br/eol/sigel.html>>. Acesso em: 17 Junho 2016.

CASTRO, R. M. G. **Energia Renováveis e Produção descentralizadas: Introdução a Energia Eólica**. Universidade Técnica de Lisboa. Lisboa. 2005.

CEPEL / CRESESB. **Energia Eólica Princípios e Tecnologias**. CRESESB. Rio de Janeiro. 2008.

CEPEL. **Atlas do Potencial Eólico Brasileiro**. Centro de Pesquisa de Energia Elétrica. Rio de Janeiro. 2001.

DUTRA, R. M. **Viabilidade Técnico-Econômica da Energia face ao novo marco Regulatório do Setor Elétrico Brasileiro**. UFRJ - Universidade Federal do Rio de Janeiro. Rio de Janeiro. 2001.

ECOLOGY. **ECOLOGY**, 2013. Disponível em: <<http://www.ecology.com/energy/>>. Acesso em: 01 julho 2016.

EVOLUÇÃO da Tecnologia AALP. **Evolução AALP**, 2012. Disponível em: <<https://evolucaoalp.wordpress.com/>>. Acesso em: 01 julho 2016.

FONTANET, F. A. **Avaliação de uma Opção de Espera de um Parque Eólico pelo Método de Opções Reais**. Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro. Rio de Janeiro. 2012. Dissertação de Mestrado.

GRUBB, M. J.; MEYER, N. I. **Wind energy: resources, systems, and regional strategies**. Washington, D.C. 1993.

GWEC. **Global Wind Statistics 2014**. GWEC - Global Wind Energy Council. Bruxelas. 2015.

HOW STUFF WORKS. A moderna tecnologia de geração eólica. **How Stuff Works**. Disponível em: <<http://www.ambiente.hsw.uol.com.br/energia-eolica1.html>>. Acesso em: 15 Fevereiro 2016.

IRENA. **RENEWABLE ENERGY TECHNOLOGIES: COST ANALYSIS SERIES**. International Renewable Energy Agency - IRENA. Bonn, Alemanha, p. 64. 2012.

LONDONARRAY. **Londonarray**, 2016. Disponível em: <<http://www.londonarray.com/>>. Acesso em: 11 junho 2016.

- MACÊDO, A. V. D. A. **Solução de Fluxo de Potência, Cálculo da Estabilidade de Tensão e Equivalente de Redes com aplicações utilizando o ANAREDE.** UFCG. [S.l.]. 2009.
- MAMATHA SANDHU, T. T. **Issues, Challenges, Causes, Impacts and Utilization of Renewable Energy Sources - Grid Integration.** Int. Journal of Engineering Research and Applications. [S.l.], p. 636-643. 2014.
- MARQUES, J. **Turbinas Eólicas: Modelo, Análise e Controle do Gerador de Indução com Dupla Alimentação.** Universidade Federal de Santa Maria. Santa Maria. 2004.
- OLIVEIRA, K. L. M. D.; ARAÚJO, D. R. R. P.; ARAÚJO, L. R. D. **Projeto Básico de Um Parque Eólico e Estudos de Conexão.** Sétimo Congresso Brasileiro de P&D em Petróleo e Gás. Aracaju: [s.n.]. 2013.
- ONS. **Procedimentos de Rede - Submódulo 3.8.** Operador Nacional do Sistema Elétrico. [S.l.]. 2004.
- ONS. **Procedimentos de Rede - Submódulo 3.6.** Operador Nacional do Sistema Elétrico. [S.l.]. 2009.
- ROSAS, P. A. C.; ESTANQUEIRO, A. I. **Guia de Projetos Elétricos de Centrais Eólicas.** Recife: [s.n.], v. I: Projetos Elétricos e Impactos de Centrais Eólicas na Rede Elétrica, 2013.
- SILVA, S. R. et al. **Análise da Intergração de Usinas Eólicas na Rede Elétrica.** V SBQEE - Seminário Brasileiro Sobre Qualidade da energia Elétrica. Aracaju: [s.n.]. 2003.
- SUBCOMISSÃO MISTA DA ENERGIA EÓLICA. **ENERGIA EÓLICA.** Assembléia Legislativa do Estado do Rio Grande do Sul. Porto Alegre. 2008.
- TAVARES, B. J. L. **Parques Eólicos Offshore: Estudo de soluções de interligação do tipo HVAC e HVDC.** Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto. Porto. 2010.
- ZANCHETTIN, M. G. **Análise da Inserção de Geração Eólica com Aerogeradores de Indução.** Universidade Estadual do Oeste do Paraná. Foz do Iguaçu. 2012.

ANEXO A – DADOS DE SIMULAÇÃO

Dados das linhas de transmissão, Tabela 4 (página seguinte), dados das barras, Tabela 5 (página seguinte), foram obtidos pelo site do Operador Nacional do Sistema Elétrico e correspondem à carga pesada prevista para 2017.

Tabela 4 – Dados de linhas.

Da barra	Para barra	Quantidade de linha	Resistência (%)	Reatância (%)	Susceptância (Mvar)	Limite MVA	Tap	Tap max
Campina Grande III (500 kV)	Ceará Mirim II (500 kV)	2	0,134	2,135	313,430	2678,000		
Campina Grande III (500 kV)	Campina Grande III (230kV)	2	0,000	1,660	0,000	600,000	0,900	1,100
Campina Grande III (230kV)	Extremoz II (230kV)	2	1,711	12,648	48,281	478,000		
Ceará Mirim II (500 kV)	Ceará Mirim II (230kV)	2	0,000	2,220	0,000	450,000	0,981	1,100
Ceará Mirim II (230kV)	Extremoz II (230kV)	1	0,205	2,017	7,954	550,000		
Ceará Mirim II (230kV)	Extremoz II (230kV)	1	0,123	1,243	4,874	550,000		
Extremoz II (230kV)	Natal III (230kV)	2	0,150	1,090	4,040	503,000		
Ceará Mirim II (230kV)	Touros (230kV)	1	0,396	3,966	15,060	637,000		

Tabela 5 – Dados de barras.

Barras	Tensão Nominal (kV)	Tensão (p.u.)	Tensão (kV)	Ângulo (°)	Carga (MW)	Carga (Mvar)	Geração (MW)	Geração (Mvar)
Campina Grande III (500 KV)	500,00	1,04	520,50	-59,00	138,30	0,00	0,00	39,90
Campina Grande III (230KV)	230,00	0,97	223,79	-61,00	600,30	0,00	0,00	223,00
Ceará Mirim II (500 KV)	500,00	1,02	510,50	-55,00	0,00	128,30	647,20	0,00
Ceará Mirim II (230KV)	230,00	0,96	221,49	-55,00	0,00	5,90	371,70	9,90
Natal III (230KV)	230,00	0,97	222,87	-58,00	297,40	45,30	0,00	43,20
Extremoz II (230KV)	230,00	0,97	222,18	-57,00	115,80	7,60	79,50	8,10
Touros (230kV)	230,00	0,98	224,25	-54,00	0,00	7,20	59,40	0,00

