

MINISTÉRIO DA EDUCAÇÃO
UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO SUL
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA MECÂNICA

ANÁLISE COMPARATIVA ENTRE O POTENCIAL EÓLICO PREVISTO E A ENERGIA
PRODUZIDA PELO COMPLEXO EÓLICO RIO DO FOGO

por

Guilherme Pasqualli Gallon

Monografia apresentada ao
Departamento de Engenharia Mecânica da
Escola de Engenharia da Universidade
Federal do Rio Grande do Sul, como parte
dos requisitos para obtenção do diploma de
Engenheiro Mecânico.

Porto Alegre, 03 de julho de 2015



Universidade Federal do Rio Grande do Sul

Escola de Engenharia

Departamento de Engenharia Mecânica

ANÁLISE COMPARATIVA ENTRE O POTENCIAL EÓLICO PREVISTO E A ENERGIA
PRODUZIDA PELO COMPLEXO EÓLICO RIO DO FOGO

por

Guilherme Pasqualli Gallon

ESTA MONOGRAFIA FOI JULGADA ADEQUADA COMO PARTE DOS
REQUISITOS PARA A OBTENÇÃO DO TÍTULO DE
ENGENHEIRO MECÂNICO
APROVADA EM SUA FORMA FINAL PELA BANCA EXAMINADORA DO
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA MECÂNICA

Prof^a. Dr^a. Alcy Rodolfo dos Santos Carrara
Coordenador do Curso de Engenharia Mecânica

Área de Concentração: **Energia e Fenômenos de Transporte**

Orientador: Prof^a. Dr^a. Adriane Prisco Petry

Comissão de Avaliação:

Prof. Dr. Bardo Ernst Josef Bodmann

Prof^a. Dr^a Thamy Cristina Hayashi

Prof. Dr. Pedro Barbosa Mello

Porto Alegre, 03 de julho de 2015.

AGRADECIMENTOS

Agradeço aos meus pais, Zilberto Gallon e Zaira Pasqualli Gallon, pela educação a mim passada, pelo incentivo e suporte ao longo da graduação.

Agradeço ao meu irmão, Gustavo Pasqualli Gallon, e ao meu primo Lucio Gallon Cavalli, pelo incentivo e exemplos de dedicação e força de vontade.

Agradeço à professora orientadora, Adriane Prisco Petry, pelos esclarecimentos teóricos e técnicos e por compartilhar sua vasta experiência na área.

Agradeço meus colegas e amigos da engenharia pelos mais variados momentos vividos ao longo do curso. Em especial, deixo meu agradecimento aos amigos Alessandro Gallina, Leonardo Fernandes Ribeiro e Luidi Tolfo Ragagnin, pela ajuda em encontrar um local para minha instalação pessoal e ao amigo João Júnior Lopês pelas revisões técnicas e linguísticas.

Agradeço à DNV GL por permitir o uso dos softwares utilizados no trabalho e aos amigos, Guilherme Varella, Guilherme Wenzel e Maurício Pereira, pelos esclarecimentos teóricos e técnicos.

Agradeço à Édina Poletto pelo apoio dedicado e pelas revisões linguísticas do texto.

Agradeço ao Instituto Nacional de Meteorologia (INMET), ao *European Centre for Medium-Range Weather Forecasts* (ECMWF) e à *National Aeronautics and Space Administration* (NASA) pelos dados fornecidos.

GALLON, G. P. **Análise comparativa entre o potencial eólico previsto e a energia produzida pelo complexo eólico Rio do Fogo**. 2015. 24. Monografia (Trabalho de Conclusão do Curso em Engenharia Mecânica) – Departamento de Engenharia Mecânica, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2015.

RESUMO

Os investimentos em energia eólica passaram a ser mais significativos no Brasil a partir do ano de 2004. Diversas novas usinas eólicas foram inauguradas e, em 2013, 1,1% de toda a energia produzida no país proveu da força dos ventos. Com o intuito de analisar a qualidade dos parques eólicos em operação, o presente estudo apresenta uma análise da operação do complexo eólico Rio do Fogo, o qual foi inaugurado em julho de 2006. Neste estudo, foi considerado o período entre agosto de 2006 e março de 2015. Foram utilizados dados públicos de vento, topografia e rugosidade e os softwares WASP e WindFarmer para comparar a energia prevista com os dados reais de geração apresentados pela Eletrobras. Procedeu-se uma análise de forma global e uma de forma mensal por meio da metodologia 12 x 24 (12 meses e 24 horas). Os resultados obtidos foram satisfatórios, demonstrando uma boa qualidade do parque eólico em questão, em que os fatores de capacidade previsto e real diferiram em apenas quatro pontos percentuais.

PALAVRAS-CHAVE: energia eólica, Rio do Fogo, fator de capacidade.

GALLON, G. P. **Comparative analysis between the wind resource and the generated energy for Rio do Fogo windfarm.** 2015. 24. Monografia (Trabalho de Conclusão do Curso em Engenharia Mecânica) – Departamento de Engenharia Mecânica, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2015.

ABSTRACT

Since 2004, investments in wind energy have been more significant in Brazil. Several new wind power plants were implanted and by the end of 2013, 1.1% of the country total generated energy yielded from wind power. In order to analyse the quality of operating windfarms, this study presents an analysis of the operation of Rio do Fogo windfarm, which initiated its operation in July 2006. The period between August 2006 and March 2015 was considered. It was used wind, topographic and roughness public data and the softwares WAsP and WindFarmer to compare the predicted energy and the actual energy production provided by Eletrobras. The energy production was analysed in a global basis and in a monthly basis through the 12 x 24 (12 months and 24 hours) methodology. The results were satisfactory, denoting a good quality of the present wind farm, where the predicted and real capacity factors diverged only by four percentage points.

KEYWORDS: wind energy, Rio do Fogo, capacity factor.

ÍNDICE

1.	INTRODUÇÃO	1
1.1	Objetivos	1
2.	FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA	2
2.1	O vento.....	2
2.1.1	Efeitos topográficos.....	2
2.1.2	Efeitos da rugosidade.....	2
2.1.3	Estratificação e estabilidade atmosférica.....	2
2.1.4	Camada limite atmosférica.....	3
2.1.5	Variabilidade temporal do vento	3
2.2	A energia eólica.....	4
2.3	Avaliação de energia de um parque eólico	4
2.3.1	Dados de vento.....	4
2.3.2	Análise dos dados e o método MCP	5
2.3.3	Extrapolção vertical.....	7
2.3.4	Extrapolção horizontal.....	7
3.	REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	7
3.1	<i>Layout</i>	7
3.2	Efeito esteira em turbinas eólicas	8
3.3	Comparativos de energia.....	8
4.	METODOLOGIA.....	8
4.1	Seleção dos dados de vento.....	8
4.2	Extrapolção vertical e horizontal dos dados de vento	9
4.3	Validação dos dados	9
4.4	Estimativa de energia	9
4.5	Comparativo energético.....	10
5.	RESULTADOS E DISCUSSÃO	11
6.	CONCLUSÕES	13
	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	13
	APÊNDICE I.....	I
	APÊNDICE II.....	II
	APÊNDICE III.....	III

1. INTRODUÇÃO

A partir dos anos 90, passou-se a discutir o chamado “efeito estufa”, que seria causado pela alta emissão, em consequência da ação do homem, de dióxido de carbono, levando o planeta a um constante aumento de temperatura. Com a assinatura do Protocolo de Kyoto em 1997, diversas políticas de redução da emissão foram adotadas pelos países participantes, buscando a diminuição de tal fenômeno. De modo a obter a energia elétrica necessária com a diminuição da emissão de gases, passou-se a buscar fontes de energia limpas. Nesse contexto, destaca-se a energia eólica, a qual apresenta um baixíssimo impacto ambiental. O Brasil, por contar com uma matriz energética baseada na hidroeletricidade, demorou a entrar no mercado de energia eólica e apenas a partir de 2004 passou a receber mais incentivos por meio do Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (Proinfa). Segundo Empresa de Pesquisa Energética (EPE), 2014, a energia eólica foi responsável pela geração de 1,1% do total de energia elétrica produzida no ano de 2013. Esse tipo de fonte tem mostrado ter o melhor custo benefício dentre as fontes de energia alternativas, o que colocou o país, no fim de 2014, como o terceiro maior mercado em comercialização de turbinas eólicas, segundo a World Wind Energy Association [WWEA, 2014].

Além disso, o Brasil dispõe de vasto território e médias anuais de velocidade de vento superiores à maioria dos países europeus, por exemplo. Segundo informe do Ministério de Minas e Energia, o Brasil tem, dentre todos os países do mundo, o maior fator de capacidade em produção de energia eólica. O potencial eólico do Brasil é da ordem de 143 GW a 50 metros de altura [Amarante, 2001]. Estima-se que o potencial eólico do país seja da ordem de 350 GW a 120 metros de altura [MME, 2014], esse recurso, se pudesse ser totalmente convertido em energia elétrica, atenderia em torno de cinco vezes o consumo de energia do Brasil, o qual, em 2013, foi de aproximadamente 610 TWh [EPE, 2014].

O incentivo ao desenvolvimento do mercado de energia eólica tem gerado um grande número de vagas de emprego e aumento da renda das regiões com parques eólicos. Além disso, tem estimulado o surgimento de empresas especializadas nas mais diversas áreas do setor, desde instalação de torres anemométricas até acompanhamento do parque operante.

Em uma cadeia de investimentos, é importante conhecer a qualidade de seu empreendimento, buscando a melhoria contínua nos campos técnico e financeiro e, também, decidir pela implantação, ou não, de um novo projeto. Há, entretanto, poucos estudos que avaliem a qualidade dos parques eólicos brasileiros a partir de uma comparação entre sua produção e os dados de ventos do local.

O complexo eólico Rio do Fogo, no Rio Grande do Norte, foi um dos primeiros parques de grande porte a serem implantados no Brasil. Tal empreendimento teve suas atividades iniciadas em julho de 2006 e é composto por 62 aerogeradores Enercon E-48 de 800 kW de potência nominal, totalizando uma potência de 49,6 MW. Pelo seu longo período de operação e por ser um dos primeiros parques de grande porte implantados no país, escolheu-se tal empreendimento para o estudo.

1.1 Objetivos

O objetivo global deste trabalho é analisar a qualidade da produção de energia elétrica do complexo eólico Rio do Fogo. Para tanto, objetivos específicos foram estabelecidos:

- 1) Comparar o fator de capacidade real do parque, com o previsto, de forma global e mensal;
- 2) Avaliar a perda por esteira no complexo eólico;
- 3) Analisar a complementariedade hídrica-eólica para o local.

2. FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

2.1 O vento

O vento é, basicamente, originado devido à diferença de radiação térmica recebida por certas regiões da terra, principalmente próximas ao Equador, em relação a outras. Essa diferença de radiação recebida causa diferenças de pressão e gera movimentos das massas de ar [Hermann e Marthur, 2009].

Pereira, 2012, descreve o vento como sendo o movimento do ar em relação à superfície terrestre, gerado pela ação de gradientes de pressão atmosférica, sofrendo três influências modificadoras de seu movimento: rotação da Terra (Força de Coriolis), força centrífuga ao seu movimento e o atrito das massas de ar com a superfície terrestre.

2.1.1 Efeitos topográficos

As características da topografia local influenciam diretamente o comportamento do vento e, desta forma, um estudo do terreno é fundamental para o sucesso de um empreendimento eólico. Uma modelagem elaborada com um mapa topográfico de baixa confiança, sobretudo em terrenos complexos, poderá associar erros no posicionamento dos aerogeradores, colocando-os, por exemplo, na região de esteira de uma colina, o que causará a diminuição da eficiência da planta. Em 1996, Bowen e Mortensen propuseram o índice RIX - Ruggedness Index, ou índice de complexidade. Este índice tem como objetivo indicar o percentual de um determinado terreno circular que excede um valor de inclinação crítico. Um valor RIX igual a 0% indica um terreno plano, ao passo que um terreno complexo apresentará RIX igual a 30%, ou seja, cerca de um terço da área do terreno é mais acentuada que a inclinação crítica [Burigo, 2014].

2.1.2 Efeitos da rugosidade

Em um projeto de implantação de um parque eólico é necessário avaliar a rugosidade superficial do terreno a fim de identificar a magnitude de sua influência na camada limite atmosférica e, conseqüentemente, no perfil vertical do vento [Burton et al., 2001]. Segundo Burigo, 2014, a rugosidade superficial é determinada pelo tamanho e pela distribuição dos elementos de rugosidade que a compõem, parametrizada em uma escala de comprimento, chamada de comprimento de rugosidade Z_0 . De acordo com a norma brasileira NBR 6123,1988, a rugosidade de um terreno pode ser classificada em cinco diferentes categorias, cujos valores são apresentados na Tabela II - A do Apêndice II, juntamente com alguns exemplos de terrenos.

2.1.3 Estratificação e estabilidade atmosférica

Quando um fluido tiver diversas camadas de densidades diferentes, diz-se que o mesmo está estratificado e a tendência é que as parcelas com maior densidade se posicionem abaixo das com menor densidade [Freitas, 2012]. A estratificação do ar está diretamente ligada à estabilidade atmosférica, a qual poderá ter três diferentes condições: estável, instável ou neutra. Em geral, a estabilidade é alcançada durante a noite, a instabilidade ocorre durante o dia e condições de neutralidade em dias nublados e ventosos, influenciando diretamente no perfil vertical do vento e na intensidade de turbulência do mesmo [Spera, 2009]. Avaliar a intensidade de turbulência, por sua vez, é fundamental no projeto de um parque eólico, visto que a mesma influencia não só na produção de energia, como também nos esforços estruturais do aerogerador [Wenzel, 2010]. A Figura 1, abaixo, apresenta a variação, ao longo de um dia, da razão de cisalhamento do perfil vertical do vento (*wind shear ratio*) em Clayton, New Mexico [Spera 1991].

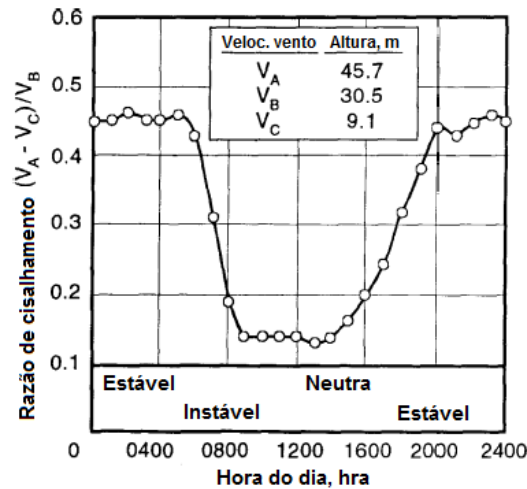


Figura 1. Ciclo diurno da razão de cisalhamento do perfil vertical do vento, mostrando o efeito das condições de estabilidade atmosféricas. Adaptado de Spera, 2009.

2.1.4 Camada limite atmosférica

A camada limite atmosférica (CLA) está localizada na troposfera terrestre e, de acordo com Burigo, 2014, pode ser definida como a região atmosférica diretamente influenciada pela superfície terrestre e suas propriedades, atrito, aquecimento e resfriamento. Dorado, 2013 afirma que a espessura da CLA pode variar desde 100 m até 3000 m. Dorweiler, 2007, destaca que acima da CLA não há mais influências da superfície e é onde se encontra o vento geostrófico. Roedel, 2000, [apud Dorweiler, 2007] dividiu a CLA nas seguintes camadas:

1. Camada laminar: logo acima do solo com espessura de alguns milímetros.
2. Camada de Prandtl: espessura de aproximadamente 10% da CLA, esta camada é dominada pelo efeito da rugosidade do terreno.
3. Camada de Ekman: dominada pelas forças de Coriolis, gradiente de pressão e de atrito.

A Figura 2 abaixo representa esquematicamente a estrutura da CLA:

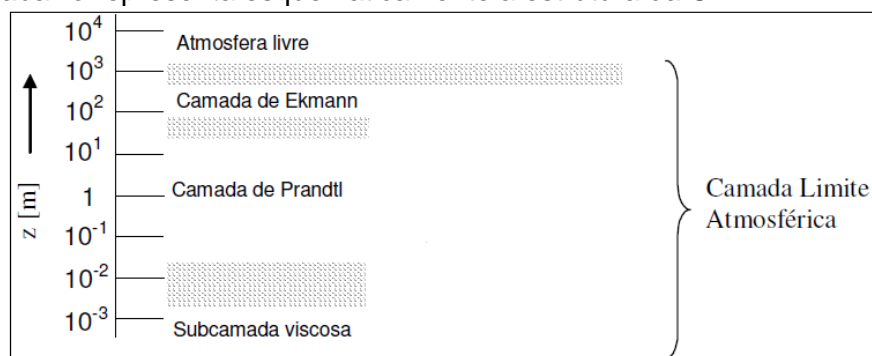


Figura 2. Estrutura da CLA. [Dorweiler, 2007]

2.1.5 Variabilidade temporal do vento

A variabilidade do vento ocorre, em geral, numa base diária, sazonal ou de longo prazo. A variabilidade diária é a evidência da existência de turbulência no fluxo de vento que, muito provavelmente, foi previamente afetado por efeitos topográficos, de rugosidade ou estratificação térmica. A variabilidade sazonal depende basicamente da latitude e da posição

da área de interesse em relação a componentes topográficos, como massas de água [Spera, 2009]. Por fim, a variabilidade de longo prazo ocorre principalmente por grandes acidentes geográficos, que influenciam o clima de uma região de um ano para o outro, ou por fenômenos globais como, por exemplo, o *el niño* [Burton, et al., 2001]. No Brasil, uma variabilidade muito pronunciada é com relação ao período chuvoso. Em geral, tal período representa uma menor disponibilidade de vento [Amarante, 2001].

2.2 A energia eólica

A energia eólica é aquela obtida pelos movimentos de migração das massas de ar. Os aerogeradores são máquinas que transformam a energia cinética contida no vento em energia mecânica, convertendo a última em energia elétrica por meio de um gerador elétrico acoplado ao eixo. É importante observar que não é possível converter toda a energia disponível no vento [Wenzel, 2010].

A Equação 2.1 descreve a potência disponível no vento, próximo ao aerogerador:

$$P = \frac{1}{2} \cdot v^3 \cdot \rho \cdot A \quad (2.1)$$

em que P é a potência [W], v é a velocidade do vento [m/s], ρ é a massa específica do ar [kg/m^3] e A é a área varrida pelas pás do aerogerador [m^2] [Petry et. al, 2007].

Já a potência gerada por um aerogerador (P_s) é dada pela seguinte equação:

$$P_s = \frac{1}{2} \cdot v^3 \cdot \rho \cdot C_p \cdot \eta \cdot A \quad (2.2)$$

em que C_p é o coeficiente de potência do aerogerador e η é o rendimento eletromecânico do aerogerador [Wenzel, 2010].

Além das perdas mecânicas e elétricas, outro fator limitante para extração de energia é o coeficiente de potência, o qual não alcançará valor superior a 16/27 [Burton et. al., 2001]. Esse valor é conhecido como coeficiente de potência de Betz.

2.3 Avaliação de energia de um parque eólico

O principal objetivo a ser alcançado na implantação de um parque eólico é maximizar a conversão de energia e, desta forma, reduzir o custo de produção de energia da unidade geradora. Isso é, muitas vezes, dificultado devido a variabilidade dos regimes de vento nos locais. O primeiro passo de um projeto é analisar o atlas eólico da região para identificar as áreas promissoras. Essa primeira análise, entretanto, não permite identificar variabilidades causadas por efeitos locais do terreno. Na segunda etapa, analisam-se os fatores locais do terreno e, se possível, faz-se medições locais do vento. Essa segunda etapa é conhecida como otimização de layout ou, mais difundidamente, com o termo em inglês *micrositing* [Spera, 2009].

2.3.1 Dados de vento

Após a identificação de uma área potencial para a implantação de um complexo eólico, parte-se para a busca de dados de vento do local. Segundo Spera, 2009, os dados, dependendo da disponibilidade técnica e econômica, poderão ser obtidos basicamente por três maneiras: primeira, buscando por dados de uma região próxima, solução a qual é a mais rápida e barata; segunda, correlacionando um período pequeno de dados da região de interesse com uma região próxima com dados de longo prazo e; terceira, fazendo medições no local por um período representativo, solução a qual é mais demorada e custosa, porém a mais precisa para um futuro estudo. Vale ressaltar que nem sempre é representativo usar dados de regiões vizinhas, principalmente em regiões de terrenos complexos.

No Brasil, os investimentos em energia eólica passaram a ser relevantes apenas nos últimos dez anos, tornando difícil encontrar dados de vento de qualidade adequada a avaliação

de potencial eólico de regiões próximas. É necessário, então, coletar dados na região do projeto. A EPE exige que um investidor que queira realizar medições anemométricas, com o objetivo de participar de um leilão de energia, siga a norma da *International Electrotechnical Commission* (IEC), 61400-12 – *Power Performance Measurements*, e tenha, pelo menos, três anos seguidos de medições à, pelo menos, duas alturas acima de 50 metros, com, no máximo, 15 dias seguidos de interrupções e, no máximo, 10% de perdas de dados no período total.

Além dos dados medidos, buscam-se fontes de dados de longo prazo, com o objetivo de estender o período representativo da região por meio de correlações. Neste escopo, destacam-se as estações meteorológicas do Instituto Nacional de Meteorologia [INMET, 2015], e os modelos computacionais de reanálise *Modern Era Retrospective-analysis for Research and Applications* [MERRA, 2015], desenvolvido pela *National Aeronautics and Space Administration* [NASA, 2015] e ERA-Interim, desenvolvido pelo *European Centre for Medium-Range Weather Forecasts* [ECMWF, 2011].

O INMET conta com mais de 250 estações espalhadas pelo território brasileiro, as quais registram séries horárias de velocidade e direção de vento a 10 metros de altura, além de dados de pressão, temperatura, umidade, radiação solar e precipitação. Os dados disponibilizados pelo INMET datam dos anos 60 até o presente. Diversos estudos para estimar o potencial eólico de uma região já foram feitos com as torres do INMET. Stüker et al., 2014, utilizaram seis estações para estimar o potencial eólico da região do Pampa Gaúcho. Já Melo, 2010, utilizou 17 estações de referência em seu estudo da atratividade do potencial eólico do norte mineiro e sul baiano.

O projeto MERRA baseia-se numa base de dados da NASA dos ciclos hidrológicos, possuindo uma resolução temporal horária e uma resolução espacial de 0,5 graus latitudinais e 0,66 graus longitudinais, além de possuir estimativas desde 1979 até o presente [MERRA, 2015]. No estudo de Kubik et al., 2013, mostrou-se que os resultados de variabilidade do vento obtidos com dados do MERRA foram muito similares aos resultados obtidos com dados medidos em torres anemométricas locais.

De maneira semelhante, o projeto ERA-Interim também se baseia em ciclos hidrológicos e conta com o mesmo período de dados do MERRA. As duas principais diferenças são as resoluções espacial e temporal, as quais são, respectivamente, de 0,75 graus latitudinais por 0,75 graus longitudinais e a cada quarto de dia [ECMWF, 2011]. Song et al., 2014, fizeram um estudo da qualidade dos dados ERA-Interim na costa da China, mostrando que, no geral, os dados previram resultados próximos aos reais, com exceção a velocidades abaixo de 6 m/s.

Já o estudo de Carvalho et al., 2014, fez um comparativo entre diversas fontes de dados de reanálise, dentre elas MERRA e ERA-Interim. O projeto ERA-Interim mostrou a melhor correlação com os valores reais para o local de estudo.

2.3.2 Análise dos dados e o método MCP

A análise dos dados obtidos é uma etapa muito importante de um projeto eólico, haja vista que um valor desviado do real, na velocidade média final do local, será elevado ao cubo no cálculo de energia, conforme previsto pela Equação 2.1 O processo de verificação dos dados inicia-se com um processo de “limpeza” dos mesmos, excluindo-se períodos não representativos do regime de ventos. Como, em geral, têm-se instrumentos redundantes, é possível reconstruir esses períodos excluídos com uma confiança alta. Feita essa reconstrução, parte-se para um estudo de longo prazo, correlacionando-se dados medidos com dados de referência, como os do projeto MERRA, de modo a se estimar uma série de longo prazo para o local [Dinler, 2013]. A Figura 3 demonstra graficamente como é feito o processo.

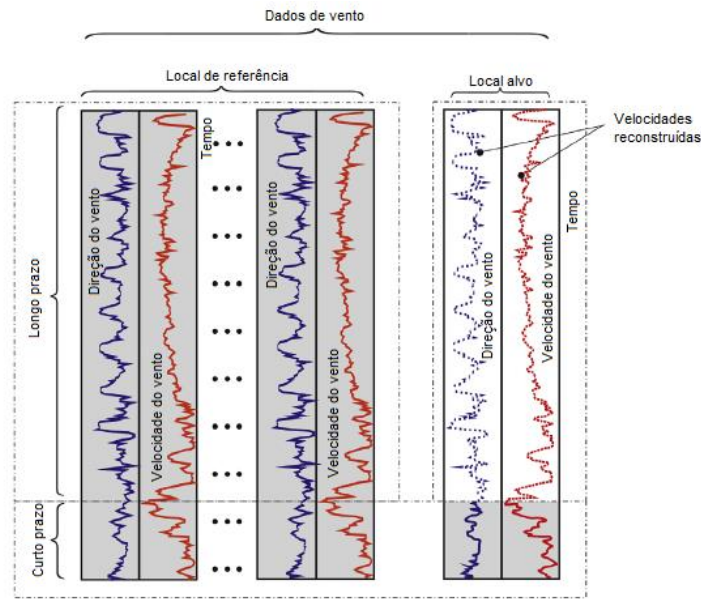


Figura 3. Método MCP, adaptado de Carta, 2013.

O processo apresentado acima é melhor conhecido como o método MCP (medir-correlacionar-prever). De acordo com Carta et al., 2013, o principal objetivo deste procedimento é ter uma previsão de longo prazo para locais com poucos dados medidos. Além disso, de acordo com o mesmo autor, o método MCP apresenta melhores resultados que modelos físicos como, por exemplo, o modelo apresentado pelo software *Wind Atlas Analysis and Application Program* [WASP, 2015], principalmente para estudos feitos em terrenos complexos. De acordo com Anderson et al., 2004, os métodos MCP são divididos em dois grandes grupos, lineares e não lineares. Uma metodologia simples e muito utilizada é a regressão linear, a qual é apresentada da seguinte forma:

$$y = a \cdot x + b \quad (2.3)$$

em que x representa as velocidades do vento no local de referência, y são as velocidades do vento no local alvo e a e b são os valores de declividade (*slope*) e deslocamento (*offset*), respectivamente, determinados a partir da solução dos mínimos quadrados. A partir dos valores de a e b é criada uma nova série temporal e, desta, uma frequência de distribuição para descrever o regime de vento no local de interesse [Dinler, 2013].

A frequência de distribuição é criada a partir da função densidade de probabilidade, que indica a fração do tempo na qual uma determinada velocidade de vento predomina em uma determinada região. A função descrita por Weibull é a mais difundida na área de energia eólica, sendo representada pela Equação 2.4 abaixo:

$$f(u) = \left(\frac{k}{A}\right) \cdot \left(\frac{u}{A}\right)^{k-1} \cdot \exp\left[-\left(\frac{u}{A}\right)^k\right] \quad (2.4)$$

em que u é a velocidade média do vento em m/s, $f(u)$ é a frequência de ocorrência da velocidade do vento u , k é o fator de forma e A é o fator de escala em m/s [Pishgar-Komleh et al., 2014].

A função de probabilidade cumulativa correspondente é dada pela Equação 2.5:

$$F(u) = 1 - \exp\left[-\left(\frac{u}{A}\right)^k\right] \quad (2.5)$$

em que $F(u)$ representa a probabilidade da velocidade do vento exceder o valor u [Pereira, 2012].

2.3.3 Extrapolação vertical

Em geral, as medições de vento são feitas abaixo da altura do eixo da turbina a ser instalada, principalmente devido aos custos associados à instalação das torres anemométricas. Para que seja possível estimar a produção de energia do local com uma máquina específica, é necessário extrapolar a série de dados para a altura desejada. Os dois principais (e com melhores resultados) procedimentos analíticos de extrapolação vertical utilizados são os que seguem a Lei Logarítmica e a Lei da Potência. O primeiro é descrito pela Equação 2.4, no qual se assume estabilidade atmosférica neutra e altura de deslocamento (*displacement height*) igual a zero [Lackner et al., 2010]:

$$u(z) = \left(\frac{u_*}{k}\right) \cdot \ln\left(\frac{z}{z_0}\right) \quad (2.4)$$

em que, u_* é a velocidade de fricção, k é a constante de *von Karman* e z_0 é o comprimento de rugosidade do terreno do local [Lackner et al., 2010].

Já a Lei da Potência segue a Equação 2.5.

$$\frac{u_2}{u_1} = \left(\frac{h_2}{h_1}\right)^\alpha \quad (2.5)$$

em que, u_2 é a velocidade do vento na altura de referência h_2 , u_1 é a velocidade do vento na altura de referência h_1 e α é o coeficiente de cisalhamento do vento, o qual, em condições de neutras de estabilidade atmosférica, terrenos planos e com baixa rugosidade, é estimado em 1/7. Como é comum se ter medições em duas alturas, o coeficiente α pode ser estimado por meio da Equação 2.5 [Kubik et al., 2012].

No geral, ambos os métodos têm apresentado resultados equivalentes, embora um possa ser melhor que o outro em algum local específico. Em um estudo de avaliação de energia, é comum verificar os resultados utilizando ambas as equações, porém, a Lei da Potência tem sido mais utilizada devido a facilidade em se obter todos os parâmetros da equação a partir de uma torre de medição [Kubik et al., 2012].

2.3.4 Extrapolação horizontal

O processo de extrapolação horizontal é baseado na lei geostrófica de arrasto, a qual rege as características do vento geostrófico [Burton et al., 2001]. O software WAsP [WAsP, 2015], é a mais difundida ferramenta neste escopo.

O modelo computacional do WAsP, primeiramente, transforma as séries temporais em distribuições de Weibull com um determinado número de setores de direção, tipicamente 12. Os dados são, então, extrapolados horizontalmente para as posições de interesse desconsiderando os efeitos das características locais, ou seja, considerando apenas o vento geostrófico. A segunda etapa do processo trata de reinserir as propriedades locais do terreno no regime eólico previsto a fim de estimar as velocidades médias nas posições de interesse [Wallbank, 2008].

3. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

3.1 Layout

Wenzel, 2010, afirma que no projeto de parques eólicos, o *layout* do parque é definido de acordo com a direção predominante do vento de modo a se obter as menores perdas pelos efeitos de esteira aerodinâmica. Em outras palavras, busca-se um *layout* perpendicular à direção predominante do vento. Como um parque dificilmente terá apenas uma fileira de aerogeradores, há de se considerar a distância em relação às fileiras subsequentes. Esse espaçamento é comumente tratado em valores de diâmetros do rotor e, de acordo com Castro,

2003, os valores utilizados são geralmente entre cinco e nove diâmetros na direção predominante e entre três e cinco na direção perpendicular.

3.2 Efeito esteira em turbinas eólicas

A região a jusante de aerogeradores é denominada região de esteira, a qual causa um déficit de velocidade e um aumento na intensidade de turbulência do escoamento de vento. É de grande importância avaliar esse efeito, haja vista que uma turbina posicionada inadequadamente gerará menor quantidade de energia, além de poder sofrer maiores esforços estruturais. Os modelos mais difundidos neste campo são os modelos PARK (cálculo direto) e o modelo de Viscosidade Turbulenta (*Eddy Viscosity*) [Wenzel, 2010].

3.3 Comparativos de energia

Não são muitos os estudos disponíveis que apresentam um comparativo entre a produção e a estimativa de energia para parques eólicos no Brasil. Dentre os mais relevantes, destacam-se os trabalhos de Dalmaz, 2007, no qual o fator de capacidade previsto ficou apenas 4% abaixo do real para parques em operação no estado de Santa Catarina, e de Pereira, 2012, cujos valores FC previsto e real foram de 0,31 e 0,29 respectivamente, para o complexo eólico de Osório, no estado do Rio Grande do Sul. Ambos autores se valeram do software WAsP como principal ferramenta de estimativa do recurso eólico.

4. METODOLOGIA

4.1 Seleção dos dados de vento

Dentre as diversas fontes de dados de vento públicas, escolheram-se duas fontes baseadas em modelos computacionais e uma com dados medidos.

Os dados escolhidos para o projeto MERRA são referentes ao ponto de latitude -5.5° e longitude -35.33° e os do projeto ERA-Interim referentes ao ponto de latitude -5.25° e longitude -35.25° . Como fonte de referência para os modelos computacionais, adquiriu-se dados da estação meteorológica pertencente ao INMET, localizada na cidade de Natal – RN, no ponto de latitude -5.91° e longitude -35.2° . Os dados foram cedidos por meio do Banco de Dados Meteorológicos para Ensino e Pesquisa (BDMEP), os mesmos poderiam ter sido utilizados diretamente para o estudo. Contudo, preferiu-se utilizá-los apenas como fonte de referência devido à distância na qual a estação se encontra do parque eólico. Além disso, a baixa resolução temporal da série medida, com apenas três registros diários, não traz confiança para um estudo.

De modo a definir qual dos modelos computacionais é o mais representativo do local do projeto, verificou-se a consistência global das fontes por meio de correlações com os dados medidos pela estação do INMET.

O parque eólico Rio do Fogo teve suas atividades iniciadas em julho de 2006 e opera até hoje. Como, em geral, o primeiro mês de operação de um parque conta com diversos testes operacionais, desconsiderou-se o mês em questão para que o mesmo não atue com um valor discrepante na amostra. Desta forma, as séries temporais de vento foram consideradas a partir de agosto de 2006, obtendo-se um período de 8 anos e 8 meses para as séries do INMET e MERRA e de 8 anos e 7 meses para a série do ERA-Interim.

As três séries passaram por uma análise a fim de identificar possíveis períodos de dados inconsistentes e dados faltantes. Feita essa análise, procedeu-se com o estudo das correlações avaliando-se o coeficiente de determinação (R^2) entre as amostras, o qual informa que fração da variabilidade de uma característica é explicada estatisticamente pela outra

variável. Esse coeficiente é o quadrado do coeficiente de correlação, também conhecido como coeficiente de Pearson, que é dado pela equação abaixo [Callegari-Jacques, 2003]:

$$r = \frac{\sum_{i=1}^n (x_i - \bar{x}) \cdot (y_i - \bar{y})}{\sqrt{\sum_{i=1}^n (x_i - \bar{x})^2 \cdot \sum_{i=1}^n (y_i - \bar{y})^2}} \quad (3.1)$$

em que, x_i e y_i são os valores de velocidade do vento de ambas as variáveis da amostra e \bar{x} e \bar{y} são seus respectivos valores médios.

Uma vez definida a série com maior confiança para o estudo, buscou-se torná-la a mais representativa possível para o local do projeto.

4.2 Extrapolação vertical e horizontal dos dados de vento

O primeiro procedimento utilizado para adequar a série de dados deve-se pelo fato que os aerogeradores possuem altura do rotor igual a 75 metros, enquanto as séries de dados foram obtidas a 10 e a 50 metros de altura.

A partir dos dados do projeto MERRA a 10 e 50 metros de altura, estimou-se o parâmetro α da Lei da Potência. Definido tal parâmetro, utilizou-se novamente a Equação 2.5 e a série de dados do projeto MERRA a 50 metros de altura para criar uma nova série temporal a 75 metros de altura no local onde fora realizada a modelagem computacional.

Extrapolou-se, então, os dados horizontalmente para cada posição de interesse por meio da metodologia do WASP, descrita na Seção 2.3.4.

4.3 Validação dos dados

De modo a verificar a consistência dos dados do modelo computacional escolhido, comparou-se sua série, a 10 metros de altura, e extrapolada horizontalmente para a posição da estação do INMET, e os dados por ela registrados durante o período de operação do parque.

Observou-se, entretanto, que o resultado da modelagem e os dados registrados divergiram em mais de 50%, evidenciando uma inconsistência na modelagem. Observando-se a posição da torre INMET pelo Google Earth, é possível ver que a mesma encontra-se numa região com diversas construções que provavelmente afetam as medições realizadas no local. Além disso, a estação do INMET encontra-se a cerca de 50 km do ponto do modelo computacional, o que, em geral, aumenta o erro associado à modelagem. Desta forma, a série de dados medidos não foi utilizada para ajustar a velocidade dos dados modelados.

A série de dados utilizada apenas apresentava consistência temporal com o regime de ventos a 75 metros de altura no ponto geográfico dos dados, no entanto, ainda não havia sido comparada com nenhuma outra fonte de referência medida em locais próximos. Desta forma, comparou-se, então, a média de longo prazo da base de dados escolhida com o Atlas Eólico do Rio Grande do Norte para o mesmo local, conforme apresentado na Figura I - B do Apêndice I.

4.4 Estimativa de energia

A estimativa de energia do complexo eólico do estudo foi feita por meio do software WindFarmer, o qual combina um arquivo de modelagem de escoamento, usualmente do WasP, características do terreno, características das máquinas, densidade do ar, um modelo de esteira a ser escolhido pelo usuário (caso seja de interesse) e a frequência de distribuição do vento incidente no local do parque [WindFarmer, 2009].

Para o mapa de topografia, utilizou-se o mapa de elevação digital público *Shuttle Radar Topography Mission* [SRTM, 2015]. O mapa SRTM disponível para a região do projeto possui resolução de, aproximadamente, 90 metros.

As principais áreas do local, de diferentes rugosidades, foram identificadas por meio de imagens de satélites disponibilizadas pelo Google Earth, 2014, e, a cada uma delas, foi

atribuído um comprimento de rugosidade conforme a norma NBR 6123,1988. A Figura I - A do Apêndice I apresenta os parâmetros de topografia e rugosidade utilizados e o *layout* do parque.

O modelo de aerogerador presente no complexo eólico em questão se trata de um Enercon E-48, com altura do cubo de 75 metros, diâmetro das pás igual a 48 metros e potência nominal de 800 kW. As posições das máquinas foram aproximadas por meio das imagens oferecidas pelo Google Earth. A curva de potência do modelo em questão considera uma densidade do ar de 1.225 kg/m^3 , e é apresentada na Figura 4, abaixo, e melhor detalhada na Tabela III - A do Apêndice III:

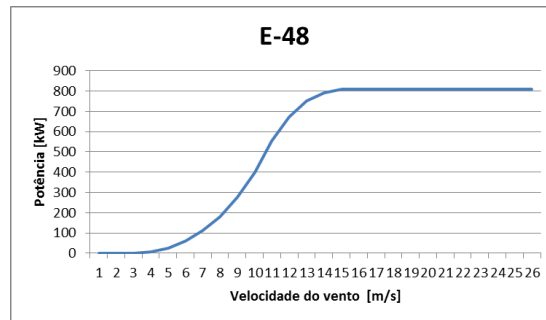


Figura 4. Curva de potência aerogerador E-48. Adaptado de Wobben Brasil, 2015.

A densidade do ar foi estimada utilizando-se a Lei dos Gases ideais e os dados de temperatura e pressão do projeto MERRA, alcançando-se um valor de $1,151 \text{ kg/m}^3$. Como a densidade da curva de potência da máquina e a real diferem, o software utilizado reproduz uma nova curva de potência adaptada para a verdadeira densidade.

Para a análise global do parque, criou-se uma frequência de distribuição de todo o período considerado, dividida em 12 setores de direção e discretizada a cada 1 m/s. Já a análise mensal foi feita por meio do procedimento conhecido como 12 x 24 (12 meses e 24 horas), em que é criada uma série temporal de produção de energia, a partir de dados de vento globais, discretizada por mês e por hora e normalizada para a produção líquida do parque. Para executar tal procedimento, é necessário também criar uma série temporal para a densidade do ar, a qual foi feita a partir das séries de temperatura e pressão do projeto MERRA.

4.5 Comparativo energético

Comparou-se os fatores de capacidade real e previsto de forma mensal e global para o período entre agosto de 2006 e março de 2015. Avaliou-se, também, o efeito de perdas por esteira do complexo, a partir da diferença entre a energia bruta e a líquida prevista. Como análise adicional, avaliou-se a complementariedade hídrica-eólica da região por meio de dados históricos de diversas estações meteorológicas do INMET presentes na região nordeste do Brasil.

Para avaliar os fatores de capacidade é necessário estimar a energia gerada pelo parque. A energia produzida é dada pela Equação 3.2:

$$E_p = \int_0^t P(v) \cdot dt \quad (3.2)$$

em que E_p [Wh] é a energia líquida do parque prevista pelo WindFarmer, $P(v)$ [W] é a potência entregue pelo parque na velocidade do vento v [m/s] e t é o tempo em horas.

Os fatores de capacidade, por sua vez, foram calculados pelas seguintes equações:

$$FC_{Real} = \frac{E_G}{E_M} \quad (3.3)$$

$$FC_{previsto} = \frac{E_P}{E_M} \quad (3.4)$$

em que FC é o fator de capacidade do parque, E_G [Wh] é a energia efetivamente gerada pelo parque e E_M [Wh] é a energia máxima que poderia ser produzida pelo complexo.

Ou seja, o fator de capacidade de uma central geradora de energia é a razão entre a energia total produzida (em um ano, por exemplo) e a energia que teria sido produzida caso a mesma central operasse em 100% do tempo em sua potência nominal, dando a ideia do aproveitamento do potencial instalado naquela central [Dalmaz, 2007].

As perdas na geração de energia por efeito de esteira foram calculadas pelo WindFarmer baseado no modelo *Eddy Viscosity*, a partir da diferença entre os valores bruto e líquido do parque.

5. RESULTADOS E DISCUSSÃO

As correlações entre os dados dos projetos ERA-Interim e MERRA com a estação meteorológica do INMET apresentaram um coeficiente de determinação de 0,6068 e 0,6375, respectivamente, e são apresentadas na Figura 5 abaixo. Esses coeficientes de determinação podem ser considerados adequados, visto que a velocidade do vento é um padrão estocástico.

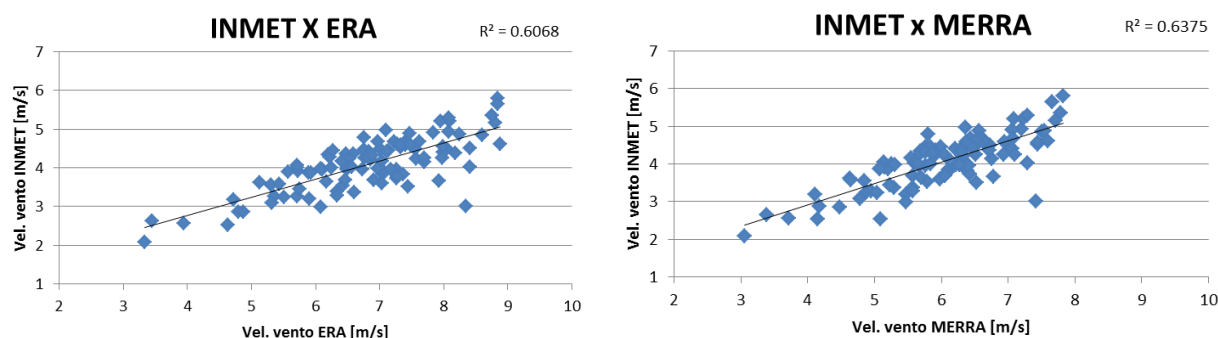


Figura 5. Correlações entre as fontes de dados.

A porcentagem de dados válidos para ambos os modelos computacionais foi de 100%, isto é, nenhum período precisou ser excluído. Como já mencionado, os dados do INMET foram apenas utilizados como referência para os modelos e, desta forma, optou-se por utilizar a série do projeto MERRA devido a sua melhor correlação com os dados de referência. Além disso, os dados escolhidos possuem resolução horária, enquanto os dados ERA-Interim possuem resolução temporal a cada 6 horas.

Utilizando-se a Lei da Potência descrita na Equação 2.5 e as séries do projeto MERRA a 10 e 50 metros de altura, estimou-se um valor médio para o coeficiente de extrapolação vertical α igual a 0,162, valor próximo ao valor usual de 1/7. Assim, utilizou-se a velocidade média do projeto MERRA considerando todo o período disponível para a mesma, o qual é referente ao período entre janeiro de 2000 e março de 2015, de modo a ter uma velocidade média mais longa possível a 50 metros de altura, visto que o Atlas Eólico apresenta médias anuais de longo prazo. Obteve-se um valor de 7,8 m/s e, utilizando o coeficiente α e a Equação 2.5, foi possível obter uma nova série de dados a 75 metros de altura para o local do ponto geográfico onde foi feita a modelagem, alcançando uma velocidade média de 8,3 m/s.

Comparou-se, então, o resultado com o Atlas Eólico do local e verificou-se que os resultados apresentaram uma pequena divergência e, desta forma, aplicou-se um decréscimo de 4% na série de dados do MERRA.

Criou-se uma frequência de distribuição e uma rosa dos ventos no local geográfico do projeto MERRA para o período de operação do parque, as quais são apresentadas na Figura 6, obtendo-se parâmetros de Weibull A e k iguais a 8,8 m/s e 4,95, respectivamente.

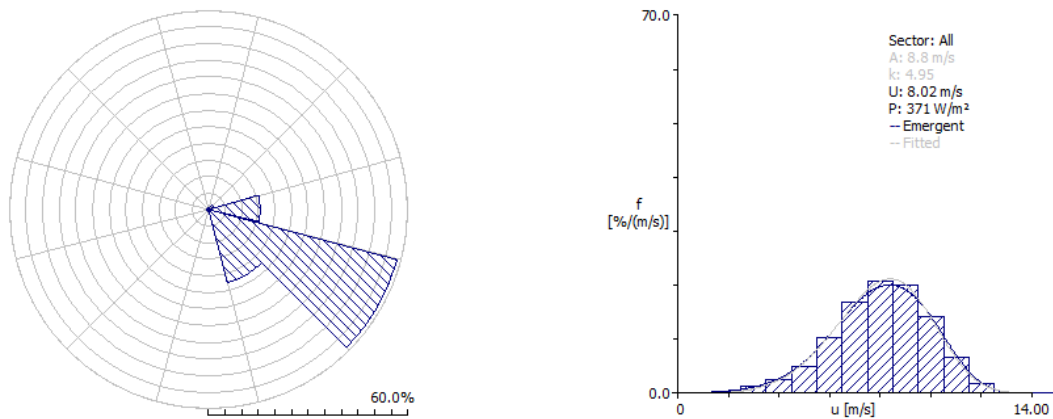


Figura 6. Rosa dos ventos e frequência de distribuição globais do regime eólico no local do projeto MERRA, obtidas por meio do software WAsP.

As frequências de distribuição e rosas dos ventos do local do projeto MERRA foram inseridas no WAsP, bem como as características do terreno e as posições dos aerogeradores. Assim, procedeu-se com o processo de extrapolação horizontal a fim de estimar a velocidade média nas posições das turbinas. A média para os 62 aerogeradores foi de 8,5 m/s, valor o qual também é coerente com o Atlas do local do complexo eólico.

Procedeu-se com o cálculo de energia, obtendo-se um fator de capacidade (FC) previsto para o período de operação do parque igual a 40%, enquanto o real é de 32%. Já para o comparativo mensal, calculou-se, primeiramente, a fração de energia gerada para cada mês e hora do período, conforme apresentado na Tabela II - B, do Apêndice II.

A análise das frações já nos dá a ideia de que a maior parte da energia é gerada nos meses finais do ano, pelo fato de ser o período de secas e que pode ser confirmado com a Figura 7, e durante o dia, pelo fato do coeficiente de extrapolação vertical ser maior devido às condições neutras de estabilidade atmosférica. A Figura III - A do Apêndice III apresenta a geração média diurna para o estado do Rio Grande do Norte, confirmando tal comportamento. É importante notar que este comportamento é inverso ao apresentado na Figura 1 devido ao local de estudo ser no litoral, ao passo que o apresentado na Seção 2.1.3 está no interior. Tal situação ocorre devido ao efeito da brisa marítima, a qual tem sua maior influência durante a tarde, conforme apontado por Oliveira et. al., 2010. Os FCs mensais, juntamente com a média histórica de precipitação da região, são apresentados na Figura 7:

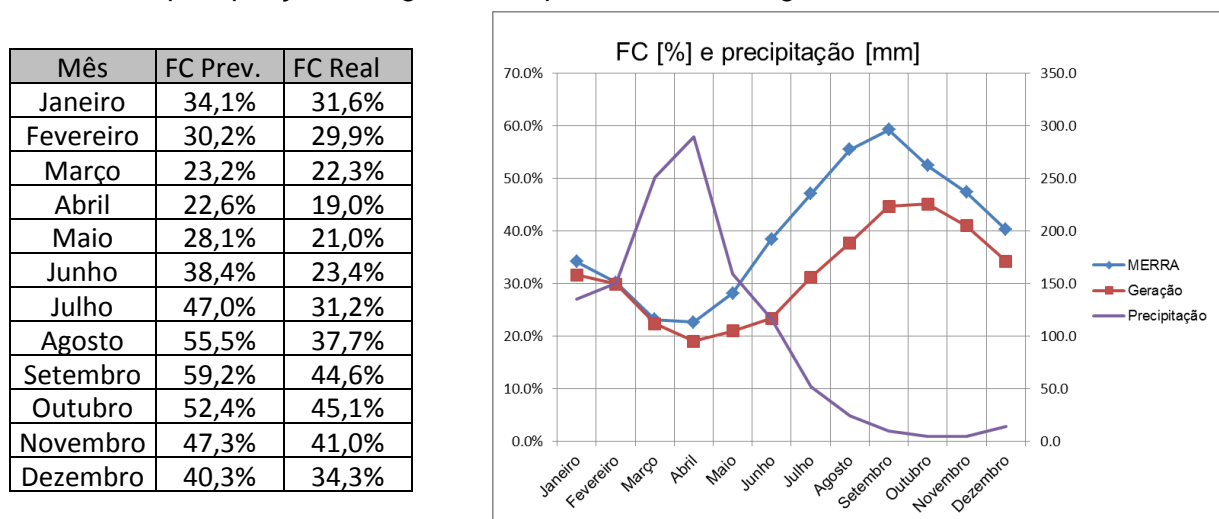


Figura 7. Comparativo entre FCs reais e previstos e precipitação média histórica.

Os dados apresentados consideram a perda média por efeito de esteira do parque, a qual foi estimada em 9% para ambos os procedimentos, valor o qual está abaixo da faixa indicada pelos autores Gaumond et al. e González et al., 2012, muito provavelmente devido ao fato de que a rosa dos ventos do local tem predominância de direção de três principais setores. Como pode ser visto, a previsão está superestimando os FCs, sobretudo nos períodos com maior velocidade do vento. Isso pode ser explicado devido ao fato que o cálculo não levou em consideração as perdas por disponibilidade, isto é, paradas para manutenções e reparos, as quais são da ordem de 3% por ano, segundo estudo de Graves et al., 2008. Em uma análise mensal, a influência deste tipo de perda é maior em meses mais ventosos, isso porque no cálculo de energia, a velocidade é elevada ao cubo, causando uma perda maior para um mesmo período de parada. Os meses de janeiro a março, entretanto, alcançaram FCs previstos praticamente iguais aos reais, denotando que, muito provavelmente, é um período composto por poucas manutenções ou, por outro lado, poderia estar indicando alguma inconsistência nos dados do MERRA ou, ainda, que o modelo de escoamento não previu corretamente as velocidades na região do parque para os meses em questão.

Além disso, outras perdas energéticas estão associadas à vida útil de um parque eólico. Segundo Dalmaz, 2007, a degradação das pás e a sujeira que se acumula nas mesmas pode ocasionar uma perda de até 2% na produção anual. Perdas anuais por histerese por ventos com velocidade alta podem alcançar 1 a 2% de acordo com Martinez, 2003. Por fim, as perdas elétricas ficam entre 2 e 3% de acordo com Colmenar-Santos et al., 2014.

Supondo um valor de perdas igual a 10%, estaríamos diminuindo, na média, em quatro pontos percentuais o FC previsto, obtendo-se 36% frente aos 32% reais. Esse valor pode ser considerado aceitável, visto que em uma estimativa de energia existem incertezas associadas em praticamente todas as etapas de cálculo. De acordo com a *AWS Scientific*, 1997, as incertezas relacionadas às medições feitas pelos anemômetros, são da ordem de 3%. Segundo Troen e Petersen, 1989, as incertezas associadas pelas modelagens de topografia e rugosidade são da ordem de 5% e 10%, respectivamente. No presente trabalho, as incertezas provavelmente possuem uma ordem de grandeza relativamente alta, haja vista que os dados utilizados provêm de modelos computacionais e estimativas feitas por imagens de satélite.

6. CONCLUSÕES

O comparativo entre os fatores de capacidade real e previsto apresentaram boa concordância para ambos os procedimentos, sendo que os meses com maior densidade de energia apresentaram uma maior discrepância de resultados devido as maiores perdas por disponibilidade. Avaliou-se a perda por efeito de esteira aerodinâmica, obtendo-se resultados satisfatórios frente aos valores encontrados em outros parques.

Ainda, confirmou-se a tendência de uma maior velocidade de vento no período da tarde e também nos períodos de seca, evidenciando uma boa complementariedade hídrica-eólica para a região.

Para trabalhos futuros, sugere-se estudar um parque com máquinas mais modernas e, também, que possua uma fonte de dados medidos próxima ao local, de forma a diminuir as incertezas do cálculo. Adicionalmente, propõe-se um comparativo energético a partir dados medidos e dados modelados com a energia efetivamente gerada.

Por fim, será de grande valia analisar um parque localizado em um terreno complexo, de modo a avaliar os efeitos topográficos na modelagem do escoamento do vento e na previsão de velocidade.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

Amarante, O. A. C.; Zack, J.; Brower, M.; Sá, A. L.; “**Atlas do potencial eólico brasileiro**”. Brasília, 2001.

- Anderson, M.; Bass, J.; **“A Review of MCP Techniques”**. December, 2004.
- AWS Scientific, Inc.; **“Wind resource assessment handbook”**. Albany, NY, 1997.
- Bowen, A. J.; Mortensen, N. G.; **“Exploring the limits of WAsP the Wind Atlas Analysis and Application Program”**. EWEC, 1996.
- Burton, T.; Sharpe, D.; Jenkins, N.; Bossanyi, E.; **“Wind Energy Handbook”**. ISBN 0 471 48997 2, Chichester, UK, 2001.
- Callegari-Jacques, S. M.; **“Bioestatística: Princípios e aplicações”**. Editora ArtMed, Porto Alegre, 2003.
- Carta, J.A.; Velázquez, S.; Cabrera, P.; **“A review of measure-correlate-predict(MCP) methods used to estimate long-term wind characteristics at a target site”**. Renewable and Sustainable Energy Reviews, Volume 27, November 2013, Pages 362-400, ISSN 1364-0321. 2013.
- Carvalho, D.; Rocha, A.; Gómez-Gesteira, M.; Santos, C.S.; **“Offshore wind energy resource simulation forced by different reanalyses: Comparison with observed data in the Iberian Peninsula”**. Applied Energy, Volume 134, 1 December 2014, Pages 57-64, ISSN 0306-2619.
- Castro, R.M.G.; **“Energias Renováveis e Produção Descentralizada – INTRODUÇÃO À ENERGIA EÓLICA”**. Lisboa, 2003.
- Colmenar-Santos, A.; Campiñez-Romero, S.; Enríquez-García, L. A.; Pérez-Molina, C.; **“Simplified Analysis of the Electric Power Losses for On-Shore Wind Farms Considering Weibull Distribution Parameters”**. Energies 2014, 7, 6865-6885.
- Dalmaz, A.; **“Estudo do potencial eólico e previsão de ventos para geração de eletricidade em Santa Catarina”**. Florianópolis, 2007.
- Dinler, A.; **“A new low-correlation MCP (measure-correlate-predict) method for wind energy forecasting”**. Energy, Volume 63, 15 December 2013, Pages 152-160, ISSN 0360-5442.
- Dorado, R.M.; **“Avaliação de modelos meteorológicos de mesoescala em projetos de energia eólica”**. Porto Alegre, 2013.
- Dorweiler, R.P.; **“Aplicação de modelagem de turbulência na camada limite atmosférica para verificar efeitos locais de topografia”**. Curitiba, 2007.
- ECMWF - European Centre for Medium-Range Weather Forecasts; **“ERA Report Series, The ERA-Interim Archive”**. Version 2, Reading, UK, 2011.
- Empresa de Pesquisa Energética (EPE); **“Balanço Energético Nacional”**. Maio de 2014.
- Empresa de Pesquisa Energética (EPE); **“Expansão da Geração, Empreendimentos Eólicos”**. Brasília, 2014.
- Freitas, R. G. D.; **“Análise da aplicação da dinâmica dos fluidos computacional para avaliação do potencial eólico em terrenos complexos”**, Porto Alegre, 2012.
- Gaumond, M.; Réthoré, P-E.; Benchmann, A.; Ott, S.; Larsen, G. C.; Peña, A.; Hansen, K. S.; **“Benchmarking of wind turbine wake models in large offshore windfarms”**. DTU Wind Energy, Denmark.
- González-Longatt, F.; Wall, P.; Terzija, V.; **“Wake effect in wind farm performance: Steady-state and dynamic behaviour”**. Renewable Energy, Volume 39, Issue 1, March 2012, Pages 329-338, ISSN 0960-1481
- Gualtieri, G.; Secci, S.; **“Comparing methods to calculate atmospheric stability-dependent wind speed profiles: A case study on coastal location”**. Renewable Energy, Volume 36, Issue 8, August 2011, Pages 2189-2204, ISSN 0960-1481.
- Gualtieri, G.; Secci, S.; **“Extrapolating wind speed time series vs. Weibull distribution to assess wind resource to the turbine hub height: A case study on coastal location in Southern Italy”**. Renewable Energy, Volume 62, February 2014, Pages 164-176, ISSN 0960-1481.
- Graves, A.; Harman, K.; Wilkinson, M.; **“Understanding availability trends of operating wind farms”**. AWEA Wind Power Conference, Houston, Junho de 2008.

- Hermann, J. W.; Mathur, J.; **“Introduction to wind energy systems”**. Springer, Berlin, 2009.
- Justus, C.G.; Mikhail, A.; **“Height variation of wind speed and wind distributions statistics”**. Atlanta, USA, 1976.
- Kubik, M.L.; Brayshaw, D.J.; Coker, P.J.; Barlow, J.F.; **“Exploring the role of reanalysis data in simulating regional wind generation variability over Northern Ireland”**. Renewable Energy, Volume 57, September 2013, Pages 558-561, ISSN 0960-1481.
- Kubik, M.L.; Brayshaw, D.J.; Coker, P.J.; Barlow, J.F.; **“A study into the accuracy of using meteorological wind data to estimate turbine generation output”**. Renewable Energy, Volume 51, March 2013, Pages 153-158, ISSN 0960-1481.
- Lackner, M.A.; Rogers, A.L.; Manwell, J. F.; McGowan, J.G.; **“A new method for improved hub height mean wind speed estimates using short-term hub height data”**. Renewable Energy, Volume 35, Issue 10, October 2010, Pages 2340-2347, ISSN 0960-1481.
- Martínez, C. A.; **“Principios de conversión de la energía eólica”**. Madrid, 2003, ISBN 84-7207-139-1, págs. 28-95.
- Melo, S.C.; **“Metodologia de avaliação da atratividade para estudo de potencial eólico”**. Belo Horizonte, 2010.
- MERRA; **“Modern Era Retrospective-analysis for Research and Applications”**. <http://gmao.gsfc.nasa.gov/merra/>. Acessado em 11/04/2015.
- Ministério de Minas e Energia (MME); **“Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA)”**. <http://www.mme.gov.br>. Acessado em 30/03/2015.
- Ministério de Minas e Energia (MME); **“Energia eólica no Brasil e no mundo”**. <http://www.mme.gov.br>. Acessado em 30/03/2015.
- NASA; **“National Aeronautics and Space Administration”**. <http://www.nasa.gov/>. Acessado em 11/04/2014.
- Oliveira, J. F. J.; Pimentel, L. C. G.; Landau, L.; **“Critérios de estabilidade atmosférica para a região da central nuclear almirante Álvaro Alberto, Angra dos Reis – RJ”**. Revista Brasileira de Meteorologia, v.25, n.2, 270-285, 2010.
- ONS (Operador Nacional do Sistema Elétrico); **“Boletim Mensal de Geração Eólica”**. Novembro, 2014.
- Pereira, M. V. R.; **“Estudo comparativo entre o potencial eólico e a energia efetivamente gerada no complexo eólico de Osório”**, Porto Alegre, 2012.
- PETRY, A.P.; MATTUELLA, J.M.L.; **“Análise do Potencial Eólico e Estimativa da Geração de Energia Empregando o “Software” Livre Alwin”**, Porto Alegre, 2007.
- Roedel, W.; **“Physik unserer Umwelt – Die Atmosphäre”**. Springer – Verlag, 2000.
- SRTM; **“Shuttle Radar Topographic Mission”**; <http://srtm.csi.cgiar.org/index.asp>. Acessado em 30/05/2015.
- Song, L.; Liu, Z.; Wang, F.; **“Comparison of wind data from ERA-Interim and buoys in the Yellow and East China Seas”**. Beijing, 2014.
- Spera, D. A.; **“Wind turbine technology”**. 2nd edition, New York, 2009. Stüker, E.; Costa, F. D.; Santos, D.C.; **“Validação de dados de reanálise meteorológica para estimativa do potencial eólico na região do Pampa Gaúcho”**. Alegrete, 2014.
- Troen, I.; Petersen, E. L.; **“European Wind Atlas”**, Riso National Laboratory, 1989.
- Wenzel, G. M.; **“Análise numérica da esteira de turbinas eólicas de eixo horizontal: estudo comparativo com modelos analíticos”**, Porto Alegre, 2010.
- WASP; **“Wind Atlas Analysis and Application Program”**. Acessado em 03/05/2015. <http://www.wasp.dk/Software/WASP>.
- WindFarmer; **“Theory manual”**. Bristol, UK, 2009.
- Wobben Brasil; **“Enercon product overview”**. <http://www.wobben.com.br/>. Acessado em 20/05/2015.
- World Wind Energy Association (WWEA); **“2014 - Half year report”** <http://www.wwindea.org>. Acessado em 01/04/2015.

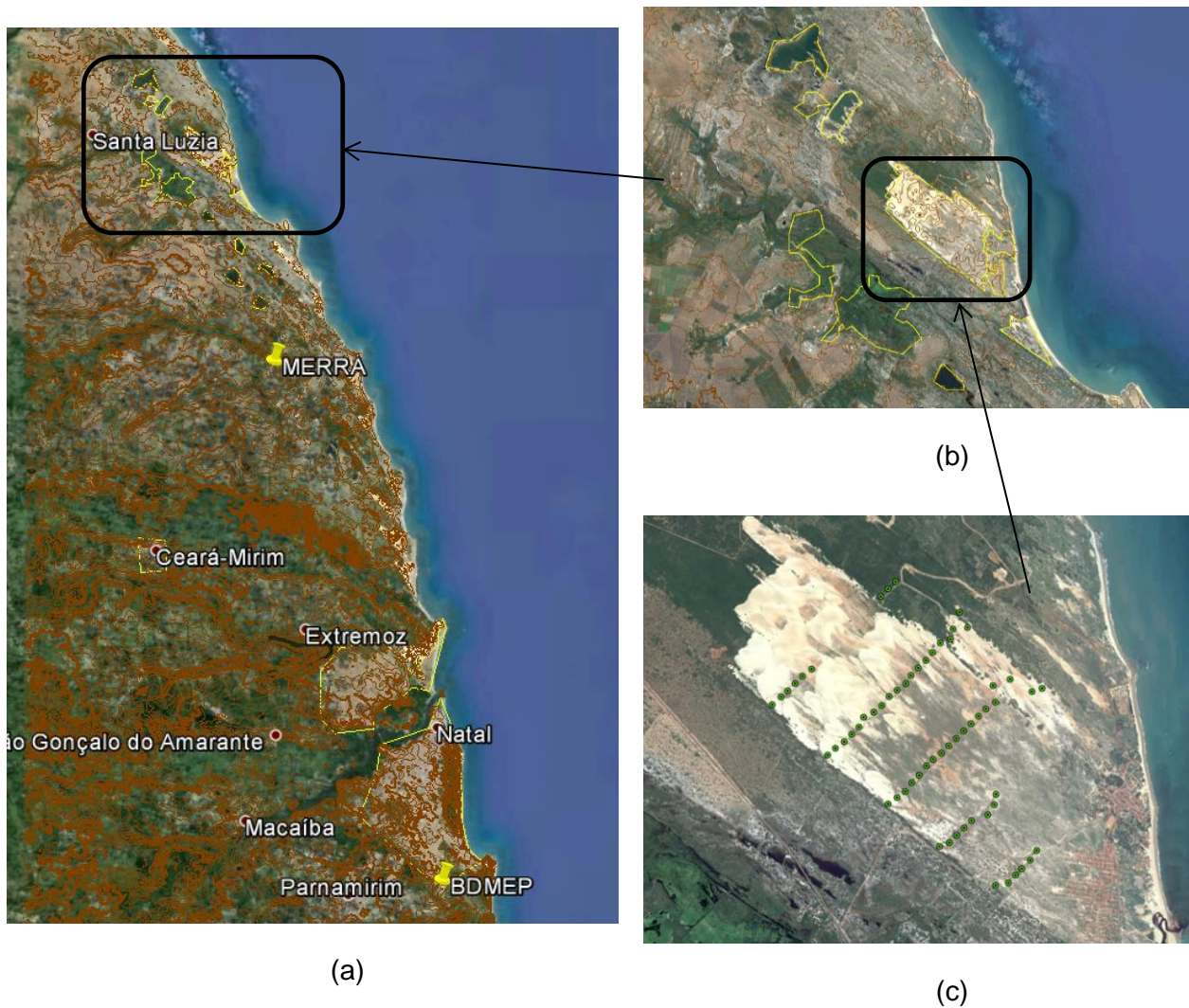


Figura I - A: Contornos de rugosidade e de topografia utilizados, (a) e (b), e o layout do complexo eólico Rio do Fogo - RN. Imagem: Google Earth, 2014.

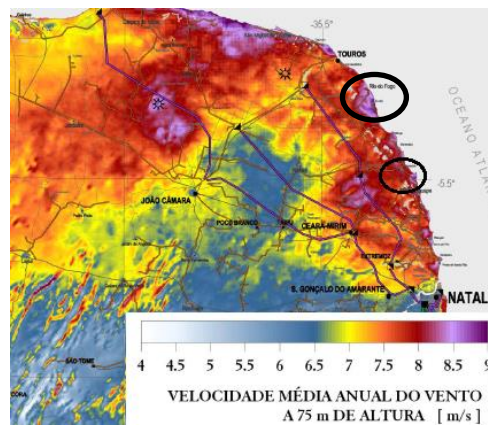


Figura I - B: Atlas Eólico do Rio Grande do Norte. As elipses correspondem ao ponto geográfico do projeto MERRA (menor) e a localização do complexo eólico (maior). Fonte: Amarante et al., 2001.

Tabela II - A: Comprimentos de rugosidade, adaptado da NBR 6123, 1988.

Categoria	Altura média dos obstáculos [m]	Descrição	Exemplos	Z0 [m]
I	0	Superfícies lisas de grande extensão	Mar calmo, lagos, rios	0,005
II	≤ 1	Terrenos abertos em nível com poucos obstáculos	Zonas costeiras planas, pradarias	0,07
III	3	Terrenos planos ou ondulados com obstáculos como muros e edificações baixas	Casas de campo, subúrbios distantes do centro	0,3
IV	10	Terrenos cobertos por obstáculos numerosos em zona florestal, industrial ou urbanizada	Bosques com muitas árvores, pequenas cidades, subúrbios	1,0
V	≥ 25	Terrenos cobertos por obstáculos numerosos, altos e pouco espaçados	Florestas com árvores altas, centros de grandes cidades	2,5

Tabela II - B: Frações mensais e horárias de produção.

	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
00:00	0,25	0,19	0,17	0,17	0,21	0,26	0,34	0,40	0,41	0,38	0,33	0,29
01:00	0,24	0,19	0,16	0,16	0,21	0,27	0,35	0,40	0,41	0,38	0,33	0,29
02:00	0,24	0,19	0,16	0,16	0,21	0,28	0,35	0,40	0,42	0,38	0,33	0,29
03:00	0,25	0,20	0,17	0,17	0,22	0,29	0,36	0,41	0,42	0,38	0,34	0,30
04:00	0,25	0,20	0,17	0,17	0,22	0,29	0,36	0,41	0,43	0,39	0,34	0,30
05:00	0,26	0,21	0,17	0,17	0,22	0,30	0,37	0,42	0,43	0,39	0,35	0,31
06:00	0,27	0,21	0,17	0,16	0,22	0,29	0,37	0,42	0,45	0,42	0,36	0,32
07:00	0,28	0,23	0,19	0,17	0,23	0,31	0,39	0,47	0,49	0,45	0,39	0,34
08:00	0,30	0,24	0,20	0,19	0,25	0,34	0,43	0,50	0,53	0,47	0,41	0,35
09:00	0,31	0,25	0,21	0,19	0,26	0,36	0,45	0,53	0,54	0,48	0,41	0,36
10:00	0,32	0,26	0,22	0,20	0,27	0,38	0,47	0,54	0,55	0,49	0,42	0,37
11:00	0,33	0,27	0,23	0,21	0,27	0,39	0,48	0,56	0,56	0,49	0,43	0,38
12:00	0,34	0,28	0,24	0,22	0,28	0,40	0,49	0,57	0,57	0,50	0,44	0,39
13:00	0,36	0,29	0,25	0,22	0,29	0,40	0,50	0,58	0,59	0,52	0,46	0,41
14:00	0,37	0,30	0,25	0,23	0,30	0,41	0,51	0,60	0,60	0,54	0,48	0,43
15:00	0,38	0,31	0,26	0,24	0,30	0,41	0,51	0,61	0,62	0,56	0,50	0,45
16:00	0,38	0,30	0,25	0,23	0,30	0,38	0,49	0,60	0,62	0,57	0,51	0,45
17:00	0,36	0,28	0,24	0,22	0,28	0,35	0,45	0,56	0,59	0,55	0,49	0,43
18:00	0,33	0,27	0,23	0,21	0,27	0,33	0,43	0,53	0,56	0,53	0,46	0,40
19:00	0,32	0,26	0,22	0,21	0,26	0,32	0,41	0,50	0,53	0,50	0,44	0,38
20:00	0,30	0,24	0,21	0,20	0,25	0,31	0,40	0,48	0,51	0,48	0,42	0,36
21:00	0,29	0,23	0,20	0,19	0,24	0,29	0,38	0,46	0,48	0,45	0,39	0,34
22:00	0,27	0,22	0,19	0,18	0,22	0,28	0,36	0,43	0,45	0,42	0,37	0,32
23:00	0,26	0,20	0,18	0,17	0,21	0,27	0,35	0,41	0,43	0,40	0,34	0,30
Soma	7,26	5,84	4,93	4,66	5,98	7,91	10,0	11,8	12,19	11,14	9,74	8,56

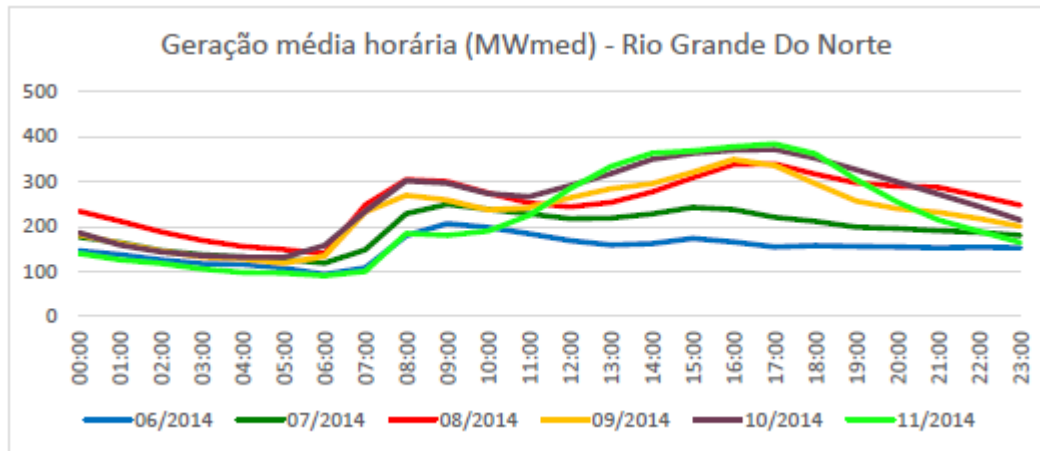


Figura III - A: Geração média horária no Rio Grande do Norte. Fonte: ONS, 2014.

Tabela III - A: Características E-48. Fonte: Wobben Brasil, 2014.

V [m/s]	P [kW]	Cp	V [m/s]	P [kW]	Cp
0	0	0,00	13	790	0,32
1	0	0,00	14	810	0,27
2	0	0,00	15	810	0,22
3	5	0,17	16	810	0,18
4	25	0,35	17	810	0,15
5	60	0,43	18	810	0,13
6	110	0,46	19	810	0,11
7	180	0,47	20	810	0,09
8	275	0,48	21	810	0,08
9	400	0,50	22	810	0,07
10	555	0,50	23	810	0,06
11	671	0,45	24	810	0,05
12	750	0,39	25	810	0,05