

ESTUDO COMPARATIVO E IDENTIFICAÇÃO DE UM ÍNDICE DE QUALIDADE EM DOIS PARQUES EÓLICOS OPERACIONAIS LOCALIZADOS NO BRASIL

Maurício Vieira da Rocha Pereira – mauricio.pereira@ufrgs.br

Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Departamento de Engenharia Mecânica

Guilherme Pasqualli Gallon – guilherme.pasqualli@ufrgs.br

Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Departamento de Engenharia Mecânica

Adriane Prisco Petry – adrianep@mecanica.ufrgs.br

Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Departamento de Engenharia Mecânica

Resumo. O Brasil é uma potência mundial na geração de energia eólica, no entanto, apresenta pouca informação disponível para avaliar a qualidade dos parques eólicos existentes em operação. O presente estudo apresenta indicadores de desempenho de um parque eólico localizado no litoral sul do Brasil, para o período compreendido entre 2007 e 2010, e indicadores de desempenho de um parque eólico localizado no litoral nordeste do Brasil, para o período compreendido entre 2006 e 2015. Inicialmente é feita uma revisão bibliográfica onde são comentados trabalhos disponíveis na literatura, relacionando-os aos principais parâmetros utilizados neste trabalho. A contextualização do leitor no panorama eólico brasileiro é feita também neste capítulo. A metodologia de cálculo é teórica, e baseia-se na seleção da fonte de dados eólicos que melhor representa o regime de ventos nas regiões dos parques eólicos e na modelagem numérica dos softwares WAsP e WindFarmer. Por fim, conclui-se que os complexos apresentam índices de desempenho razoáveis e coerentes com os esperados nos locais de estudo. Os Fatores de Capacidade anuais médios para o parque eólico localizado no sul e para o parque eólico localizado no nordeste são de 0,29 e 0,32 respectivamente. Já o Índice de Perdas (IP) médio para o parque eólico localizado no sul é de 6,3% enquanto para o parque localizado no nordeste é de 19,0%.

Palavras-chave: Energia Eólica, Fator de Capacidade, Índice de Perdas

1. INTRODUÇÃO

É de consenso geral que as fontes de energias renováveis estão cada vez mais presentes em nosso cotidiano. Segundo a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL, 2015), o Brasil apresenta uma das maiores matrizes energéticas renováveis do mundo, com aproximadamente 70% dos seus 139 GW de capacidade sendo proveniente destas fontes. A escassez de recursos fósseis torna a busca por demandas alternativas cada vez mais constantes.

Em 2004 foi instituído o programa Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (Proinfa), tornando-se, aquele ano, um marco nacional para o setor energético no país, iniciando assim o aumento de participação das fontes eólica, de pequenas centrais hidrelétricas e de biomassa no Sistema Elétrico Interligado Nacional (SIN).

Dentre as fontes renováveis beneficiadas pelo Proinfa, a energia eólica foi uma das que apresentou maior oportunidade para os investidores e consequentemente obteve grande parcela do mercado objetivado pelo programa. O fator decisivo nesta escolha foi, principalmente, a alta velocidade de vento no país. O Brasil apresenta uma extensa faixa de terra com grande potencial eólico que liga o litoral sul ao nordeste do país. Além disso, há zonas montanhosas no interior do país, nas quais as velocidades de vento não devem ser desprezadas.

Atualmente, a energia eólica ocupa a 3ª posição em capacidade de energia instalada na matriz energética brasileira, com aproximadamente 7 GW de potência instalada. Este cenário foi alterado há pouco tempo, pois, até o final do ano de 2012 o Brasil apresentava aproximadamente 1,6 GW de potência instalada.

Para garantir a estabilidade dos investimentos no setor, a qualidade dos empreendimentos eólicos brasileiros deve ser conhecida. Bons indicadores de desempenho dos aerogeradores instalados podem assegurar vida longa aos projetos baseados nesta fonte de energia alternativa.

Não há até o presente momento, no entanto, uma diversidade de estudos quantitativos comparando a energia eólica gerada pelos empreendimentos brasileiros com a estimativa de produção de energia através de dados de vento. Dois dos mais importantes projetos eólicos instalados no país foram, então, escolhidos para fazer-se esta comparação, estabelecendo indicadores de qualidade para estes parques. O parque eólico A, localizado no sul do Brasil, contempla um total de 75 aerogeradores de 2 MW de potência cada, enquanto o parque eólico B, localizado no nordeste do Brasil, apresenta um total de 62 aerogeradores de 800KW de potência nominal cada. Suas escolhas devem, principalmente, ao fato de estarem localizados em diferentes áreas do país, por apresentarem um longo período de operação, bem como por terem uma grande importância dentro do setor eólico brasileiro.

2. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

2.1 Panorama eólico do Brasil

A ANEEL estimava, no início dos anos 2000, o potencial de geração de energia eólica no Brasil entre 20 GW e 60 GW. As medições de ventos, no entanto, eram deveras limitadas não sendo capazes de prever adequadamente o potencial eólico de uma região. As divergências de metodologia acentuavam este problema, não se sabendo ao certo a quantidade de energia proveniente dos ventos que o país poderia produzir. Com os avanços das medições e o aprimoramento das ferramentas computacionais, o Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (2001) lançou, em 2001, o Atlas do Potencial Eólico Brasileiro, estimando o potencial eólico no país em aproximadamente 140 GW a 50 metros de altura.

Segundo o Ministério de Minas e Energia (2015) a projeção é de que o potencial eólico do país seja da ordem de 350 GW a 120 metros de altura. Caso este recurso pudesse ser totalmente convertido em energia elétrica, atenderia em torno de cinco vezes o consumo de energia do Brasil, o qual foi de aproximadamente 610 TWh em 2013, segundo a Empresa de Pesquisas Energéticas (EPE, 2014)

No cenário atual, o Brasil conta com 276 empreendimentos eólicos em operação, totalizando aproximadamente 4,8% da capacidade energética no país. Os novos projetos eólicos, no entanto, serão responsáveis por um crescimento de 160% na capacidade eólica instalada no Brasil nos próximos anos. Não se espera que este crescimento venha suprir majoritariamente a demanda energética do país, entretanto, servirá como uma fonte complementar de abastecimento elétrico no Brasil.

2.2 Identificação do regime de ventos

Silva et al. (2002) citou que a identificação do regime de ventos e do potencial eólico de uma dada localidade é tarefa fundamental e tem como requisito básico e indispensável, a existência de uma série temporal de observações da velocidade e direção do vento a uma altura adequada. O estudo feito por Cunha (2008) prova que as características do vento variam tanto com os aspectos geográficos quanto com a sazonalidade. Sansigolo (2005) ressalta a importância do conhecimento do regime de ventos no local de um projeto eólico, reportando que a potência gerada pelo vento está relacionada com a densidade do ar e com a sua velocidade elevada ao cubo. Percebe-se, assim, que uma pequena alteração na velocidade média do vento acarreta uma enorme variação de energia eólica gerada.

Segundo Spera (2009), os dados eólicos, 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.

Além dos dados medidos, devem-se buscar 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) e os modelos computacionais Modern Era Retrospective-analysis for Research and Applications (MERRA), desenvolvido pela National Aeronautics and Space Administration (NASA), ERA-Interim, desenvolvido pelo European Centre for Medium-Range Weather Forecasts (ECMWF) e o Projeto Reanalysis I, desenvolvido em conjunto pelo NCEP-NCAR (National Centers for Environmental Prediction - National Center for Atmospheric Research Reanalysis).

O INMET (2015) 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. 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 (2015) baseia-se numa base de dados da NASA dos ciclos hidrológicos, com uma resolução temporal horária e uma resolução espacial de 0,5 graus latitudinais e 0,66 graus longitudinais. O projeto ERA-Interim (ECMWF, 2011) baseia-se, também, em ciclos hidrológicos, entretanto apresenta resolução temporal de 6 horas e espacial de 0,75 graus latitudinais por 0,75 graus longitudinais. Já o projeto Reanalysis I utiliza dados mensais de vento com resolução espacial de pontos de 2,5 graus latitudinais e 2,5 graus longitudinais. 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. 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 Vieira et al. (2006) realizaram um estudo avaliando o possível uso das séries de dados de velocidade e direção do vento geradas pelo projeto Reanalysis I na quantificação dos recursos eólicos em duas regiões localizadas no Estado do Ceará, onde concluiu-se que as séries do projeto Reanalysis I não forneceram alta confiabilidade quando comparadas com dados observados nestas regiões.

2.3 Avaliação Energética

A modelagem computacional é de primordial importância para avaliar-se adequadamente o potencial energético de um dado projeto. Isto se deve a inviabilidade física e econômica da instalação de torres de medição de vento em todos os locais onde se pretende colocar um aerogerador, não sendo possível, assim, a determinação exata da velocidade do vento no local da turbina eólica.

A publicação de Landberg et al. (2003) revisa algumas formas de determinar as características eólicas de um local. Os modelos de mesoescala como, por exemplo, o RAMS (Regional Atmospheric Modelling System), indicam os principais locais passíveis de um bom ou mau recurso eólico utilizável. A partir destas indicações, para um estudo de maior precisão, utiliza-se softwares de microescala dentre os quais se destaca o WAsP, modelo computacional descrito por Troen e Petersen (1989).

Poucos trabalhos comparativos entre previsões energéticas e geração dos parques eólicos em funcionamento no Brasil estão disponíveis na literatura. O mais relevante é de Dalmaz (2007) onde o autor comparou o fator de capacidade de um parque eólico localizado no município de Água Doce, no Estado de Santa Catarina, calculado a partir dos valores médios de energia gerada por aerogeradores, entre 2004 e 2005, com o fator de capacidade previsto pelo WAsP, através de dados medidos de vento e concluiu que os valores eram consistentes. Enquanto a previsão mostrava um fator de capacidade de 0,24, o parque eólico havia obtido 0,25.

3. METODOLOGIA

3.1 Seleção de dados de vento

Com a diversidade das fontes de dados de vento disponíveis publicamente, há a necessidade de escolher-se uma que represente de forma mais precisa o fluxo das massas de ar nos locais dos parques eólicos em estudo.

Em primeiro lugar, selecionaram-se três diferentes fontes de dados úteis para avaliação eólica baseadas em modelagens computacionais, além de uma quarta fonte utilizando-se dados medidos.

Dados mensais de velocidade e direção do vento do Projeto Reanalysis I, dados em médias de 6 horas do Projeto ERA-Interim, bem como dados horários do Projeto MERRA foram adquiridos para análise. Buscaram-se os pontos simulados mais próximos aos locais dos parques eólicos em questão para os três projetos computacionais.

Dados medidos de vento registrados nas estações meteorológicas localizadas no município de Tramandaí/RS e Natal/RN, pertencentes ao INMET, foram cedidos para análise e serviram como referência para a escolha do modelo computacional utilizado neste estudo. Vale ressaltar que os dados medidos nestas torres poderiam servir para avaliação do potencial energético no local, no entanto, devido a suspeita de baixa cobertura de dados neste período, optou-se por avaliá-los somente como fonte de referência.

Buscou-se, assim, a série de dados de vento gerada através de um dos três modelos computacionais que fosse mais representativa dos regimes de ventos nos dois locais dos projetos eólicos, um no sul e outro no nordeste.

Inicialmente, verificou-se a consistência global das fontes eólicas através de correlações entre os projetos matemáticos simulados proximamente a cada parque eólico e os dados medidos na torre do INMET mais próxima a cada projeto eólico, para os períodos em que se apresentavam dados concorrentes da velocidade e direção do vento, avaliando-se o coeficiente de Pearson (ρ de Pearson) que mede o grau da correlação entre duas variáveis de escala métrica. Um valor de 1 indica uma correlação perfeita entre as variáveis, enquanto um valor de 0 indica que as variáveis não apresentam relação linear entre elas. A Eq. (1) mostra que:

$$\rho = \frac{\sum_{i=1}^n (x_i - \bar{x})(y_i - \bar{y})}{\sqrt{\sum_{i=1}^n (x_i - \bar{x})^2} \cdot \sqrt{\sum_{i=1}^n (y_i - \bar{y})^2}} = \frac{\text{cov}(X, Y)}{\sqrt{\text{var}(X) \cdot \text{var}(Y)}} \quad (1)$$

onde ρ é o coeficiente de correlação de Pearson, x_i e y_i são os valores medidos de ambas as variáveis e \bar{x} e \bar{y} são seus respectivos valores médios.

Além de avaliar-se a representatividade dos recursos eólicos de maneira cruzada, confrontando dados das fontes computacionais estudadas com dados medidos nas torres do INMET, verificou-se a quantidade de dados válidos para o período total bem como sua resolução temporal, visto que o vento apresenta razoável variabilidade no decorrer dos anos. Para isso, fez-se um controle de qualidade nas fontes de dados para identificarem-se os registros perdidos ou afetados por problemas que possam ter ocorrido durante a modelagem.

Definida a fonte de dados a ser utilizada, iniciou-se sua adequação para torná-la a mais representativa possível do regime de ventos, às alturas dos rotores da turbina eólica para os dois parques eólicos em questão.

3.2 Extrapolação vertical dos dados de vento

O primeiro princípio utilizado para adequação de cada série de dados objetivando torná-las o mais representativa possível deve-se ao fato da altura do rotor dos aerogeradores do parque eólico A estar localizada a 100 metros e da

altura do rotor dos aerogeradores do parque eólico B estar localizada a 75 metros, enquanto os dados de vento das séries computacionais foram adquiridos a, no máximo, 50 metros de altura.

O perfil vertical da velocidade do vento na Camada Limite Atmosférica pode ser aproximado, em condições neutras de estratificação térmica, da Lei de Potência, descrita na Eq. (2):

$$\frac{v_{h_1}}{v_{h_2}} = \left(\frac{h_1}{h_2} \right)^\alpha \quad (2)$$

onde h_1 e h_2 são as alturas de interesse [m], $v_{(h_1)}$ é a velocidade do vento na altura h_1 [m/s], $v_{(h_2)}$ é a velocidade do vento na altura h_2 [m/s] e α é o expoente da Camada Limite Atmosférica (variável com a rugosidade do terreno).

Para estimar-se o expoente da Camada Limite Atmosférica no local de modelagem de cada série numérica, necessita-se a velocidade do vento expressa em duas diferentes alturas. Foi adquirida, assim, uma série numérica do projeto escolhido para cada parque eólico, para o mesmo período de medição utilizado no estudo, a 10 metros de altura. Aplicando-se a Eq. (2) às velocidades do vento a 10 metros e a 50 metros, obteve-se o expoente da Camada Limite Atmosférica para cada parque, α .

A Eq. (2) foi então utilizada conjuntamente com o expoente da Camada Limite Atmosférica previamente estimado, desta vez para as alturas de 50 metros e 100 metros a fim de obter-se uma série de velocidades do vento extrapolada a 100 metros de altura para o parque eólico A, e também para as alturas de 50 metros e 75 metros, para obter uma série extrapolada a 75 metros de altura para o parque eólico B. Foi assumido que a direção do vento não varia representativamente dentro da Camada Limite Atmosférica.

3.3 Validação dos dados

Os dados utilizados, neste momento, apresentavam consistência temporal com os regimes de ventos às alturas do cubo, nos locais dos projetos, no entanto, ainda não haviam sido avaliados quantitativamente.

Compararam-se, então, os dados medidos a 10 metros nas torres do INMET, com os valores médios anuais para o período concorrente das séries tratadas a 100 metros (parque eólico A) e a 75 metros de altura (parque eólico B), extrapolados verticalmente (para 10 metros) e horizontalmente (para as posições geográficas das torres do INMET-Tramandaí/RS para o parque A e INMET-Natal/RN para o parque B), através da metodologia do WASP, descrita por Troen e Petersen, 1989. O objetivo deste procedimento foi estimar qual seria a velocidade média da série de dados escolhida, extrapolada para as posições e alturas das torres do INMET.

Percebeu-se uma divergência de valores e procedeu-se um ajuste das séries de dados de vento a 100 metros e a 75 metros, dividindo-se a média anual da velocidade medida na torre do INMET pelo valor médio anual da velocidade da série de dados prevista pelo WASP para posição e altura da torre do INMET para cada parque eólico, conforme a Eq. (3).

$$s = \frac{v_i}{v_w} \quad (3)$$

onde v_i é o valor médio anual da velocidade do vento medido nas torres do INMET a 10 metros [m/s], v_w é a velocidade média anual da série de dados escolhida, extrapolada para posição e altura da torre do INMET [m/s] em cada parque e s é o ajuste de correção (*speedup*).

Desta forma, aplicou-se um ajuste individual a cada série de dados, multiplicando-se cada valor de velocidade pertencente a esta série pelo *speedup* obtido na Eq. (3). É válido ressaltar que esta metodologia de ajuste é pragmática e contém incertezas. Para reduzir as incertezas, compararam-se as médias anuais das velocidades do vento nas séries de dados em estudo após os ajustes, a 100 metros e a 75 metros de altura, nos seus pontos geográficos, com os valores obtidos a 100 metros e a 75 metros no Atlas de Potencial Eólico Brasileiro para cada ponto de interesse.

3.4 Extrapolação horizontal dos dados de vento

Para modelar o fluxo atmosférico sobre cada parque eólico utilizou-se o modelo computacional WASP. Os dados de entrada do modelo são um mapa de topografia e rugosidade do terreno e dados de velocidade e direção do vento.

Buscou-se o mapa topográfico de elevação digital na base de dados Shuttle Radar Topography Mission (SRTM). O mapa digital SRTM apresenta resolução de aproximadamente 30 metros para descrição da topografia no Brasil.

A rugosidade superficial da região foi obtida através do software Google Earth e a cada uma delas foi atribuído um comprimento de rugosidade conforme a norma NBR 6123.

Para os dados de velocidade e direção do vento, criaram-se distribuições de probabilidades da ocorrência do vento, com velocidades ajustadas às alturas do cubo do rotor, divididas em 12 setores de direção, gerando-se assim rosas dos ventos mensais representativas do regime de ventos nos locais onde as séries foram obtidas.

3.5 Estimativa de energia

A estimativa de energia dos parques eólicos do estudo foi feita por meio do software WindFarmer, o qual combina um arquivo de modelagem de escoamento, neste caso o WasP, as características dos modelos de aerogeradores, a densidade do ar estimada, um modelo de esteira e a frequência de distribuição do vento incidente no local do parque.

O modelo de aerogerador Enercon E-70, utilizado no parque eólico A, apresenta 100 metros de altura, pás de 70 metros de diâmetro e potência nominal de 2 MW. Já o modelo de aerogerador Enercon E-48 foi utilizado no parque eólico B e apresenta altura do cubo de 75 metros, diâmetro das pás igual a 48 metros e potência nominal de 800 kW. As posições geográficas dos aerogeradores foram derivadas através da análise de imagens de satélite.

As curvas de potência utilizadas para os cálculos energéticos são apresentada na Fig. 1.

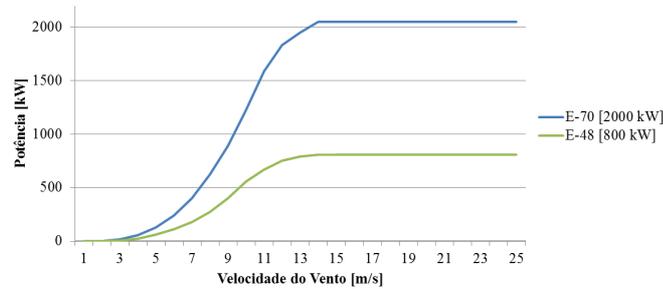


Figura 1 – Características dos aerogerador Enercon E-70 e E-48 a $1,225 \text{ kg/m}^3$

A densidade do ar nos locais dos projetos foi estimada utilizando-se a Lei dos Gases ideais e os dados de temperatura e pressão do projeto MERRA. Como a densidade da curva de potência difere da densidade real dos parques, o software utilizado (WindFarmer) reproduz novas curvas de potência adaptadas para a densidade real dos locais dos projetos.

3.6 Comparativo energético

O Fator de Capacidade de um complexo eólico mede a fração de energia eólica gerada pelos parques eólicos tendo como referência a capacidade total daquele projeto.

Compararam-se os fatores de capacidade real e previsto para os períodos analisados. Avaliou-se, também, o efeito de perdas por esteira, calculado pelo software WindFarmer e baseado no modelo *Eddy Viscosity*, descrito por Wenzel (2010).

Para avaliar os fatores de capacidade é necessário estimar a energia gerada pelo parque. A energia produzida é dada pela Eq. (4).

$$E_p = \int_0^t P(v).dt \quad (4)$$

onde E_p [Wh] é a energia líquida do parque prevista pelo WindFarmer, $P(v)$ [W] é a potência entregue por cada 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 Eq. (5) e (6)

$$FC_{real} = \frac{E_l}{E_n} \quad (5)$$

$$FC_{previsto} = \frac{E_p}{E_n} \quad (6)$$

onde, FC é o fator de capacidade dos parques eólicos E_l é a energia efetivamente gerada pelos parques eólicos [Wh], E_n é a energia máxima que poderia ter sido produzida pelos parques naquele período [Wh] e E_p é a energia prevista pelo WindFarmer [Wh].

Por fim, determinou-se um índice chamado de Índice de Perdas (IP), que contempla a razão entre a energia efetivamente gerada pelos parques eólicos, E_l , e o produto da energia prevista pelo WindFarmer, E_p pelas perdas por efeito de esteira estimadas pelo parque eólico P , conforme a Eq. (7).

$$IQ = \frac{E_1}{E_p \cdot P} \quad (7)$$

4. RESULTADOS E DISCUSSÕES

As correlações dos dados pertencentes ao Projeto MERRA apresentaram os melhores coeficientes de correlação com as torres meteorológicas do INMET, apresentando ρ de Pearson de 0,70 para o parque eólico A e 0,63 para o parque eólico B, conforme se vê na Fig. 2.

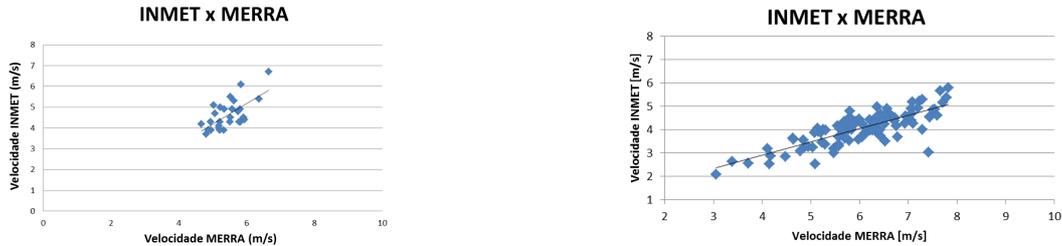


Figura 2 – Correlações entre o INMET e o MERRA para os parques eólicos A e B

O percentual de dados válidos para todos 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 apresentam também a melhor resolução temporal para análise (horária).

Utilizando-se a Lei da Potência descrita na Eq. (2) aplicada às 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 0,20 e 0,16 para os parques eólicos A e B respectivamente.

Após o procedimento de validação e calibração dos dados, obtiveram-se as velocidades médias de 7,5 m/s para a série MERRA a 100 metros de altura localizada próxima ao parque eólico A e de 8,0 m/s para a série MERRA a 75 metros de altura localizada próxima ao parque eólico B.

Definidas e tratadas as séries de dados, criaram-se frequências de distribuição de vento mensais para todos os meses em que o potencial energético foi avaliado (2007 à 2010 para o parque eólico A e de 2006 à 2015 para o parque eólico B). As médias das rosas dos ventos, assim como suas frequências de distribuição são mostradas na Fig. 3 e Fig. 4.



Figura 3 – Frequência de distribuição e rosa dos ventos para o Projeto MERRA, a 100 metros – parque eólico A



Figura 4 – Frequência de distribuição e rosa dos ventos para o Projeto MERRA, a 75 metros – parque eólico B

Após a modelagem horizontal do vento, a velocidade média anual nas posições dos aerogeradores foi estimada em 7,5 m/s para o parque eólico A e de 8,5 m/s para o parque eólico B.

Para o cálculo de energia em cada parque eólico então, foram consideradas as curvas de potência das turbinas instaladas em cada projeto.

As perdas por efeito de esteira foram calculadas em 9% para ambos os projetos eólicos, através do modelo de *Eddy Viscosity*. Este valor está abaixo da faixa indicada pelos autores Gaumond et al. (2012) possivelmente pelo fato de que as rosa dos ventos dos locais tem predominância de direção de poucos setores. Além disso, o espaçamento utilizado entre os aerogeradores nestes dois parques influencia positivamente nas baixas perdas por efeito de esteira.

A Tab. 1 apresenta os fatores de capacidade reais e previstos, para os períodos estudados em cada parque.

Tabela 1 – Fatores de capacidade para os parques eólicos A e B

Parque Eólico	FC real	FC previsto
A	0,29	0,31
B	0,32	0,40

Como esperado, as previsões estão superestimando os fatores de capacidade. A razão entre a energia efetivamente gerada e a energia estimada (incluindo-se as perdas por esteira) é chamada neste trabalho de Índice de Perdas (IP). No IP estão incluídas perdas por disponibilidade, dentre as quais se incluem paradas por manutenções corretivas e preventivas. Além disso, diversas outras perdas energéticas poderão estar incluídas e são associadas à vida útil de um parque eólico e contabilizadas no IP. Segundo Dalmaz, 2007, a degradação das pás e a sujeira que se acumula nas mesmas ocasiona uma perda de até 2% na produção anual. Perdas anuais por histerese por altos ventos com 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.

Desta forma, conclui-se que o IP do parque eólico A é de 6,3% enquanto o parque eólico B apresenta um IP de aproximadamente 19,0%.

Estas previsões são consideradas boas para o parque eólico A e razoáveis para o parque eólico B visto que em uma estimativa de energia existem, além das diversas perdas citadas, incertezas associadas a praticamente todas as etapas de cálculo.

De acordo com Troen e Petersen (1989), mesmo excluindo-se os erros sistemáticos, as medições podem apresentar erros variando entre 2% e 15% na velocidade do vento, dependendo da calibração dos instrumentos. No presente estudo, esta incerteza pode ser maior, pois os dados não foram medidos no local e sim, modelados computacionalmente. Uma incerteza devido à extrapolação vertical da velocidade do vento, que considera que o comportamento do perfil vertical do vento continue o mesmo até a altura do cubo do rotor, também deve ser atribuída. Outras incertezas esperadas na velocidade do vento estão ao redor de 5% pela modelagem da rugosidade e de até 10% pela modelagem da topografia.

Por fim, podem ser consideradas outras fontes de incerteza na estimativa energética, como a simplificação do modelo WAsP e WindFarmer, a utilização das curvas de potência e de empuxo -esta última utilizada para calcular o efeito de esteira- obtidas à densidade padrão (1,225 kg/m³) e a utilização de um mapa topográfico modelado computacionalmente.

5. CONCLUSÕES

Os investimentos em energia eólica no Brasil vêm crescendo ininterruptamente no decorrer dos últimos anos. Para manter estas quantias em patamares elevados, é necessário determinarem-se indicativos de qualidade dos parques eólicos que já estão em atividade.

O presente estudo determinou quantitativamente dois índices considerados úteis para avaliar o funcionamento dos empreendimentos eólicos - o fator de capacidade (FC) e o índice de perdas (IP) de dois parques eólicos em operação.

Estes indicativos foram obtidos através de previsões energéticas feitas pelo modelo computacional WAsP e WindFarmer, avaliando-se fontes de dados públicos de vento como parâmetros de entrada.

Os fatores de capacidade real e previsto pelo estudo foram de 0,29 e 0,31 para o parque Eólico A e de 0,32 e 0,40 para o parque eólico B, respectivamente. Já o índice de perdas para o parque eólico A foi de 6,3% e de 19,0% para o parque eólico B.

Verificou-se indiretamente que o Projeto MERRA é mais representativo do regime de ventos que o Projeto Reanalysis I e Projeto ERA-Interim para o litoral gaúcho e para o litoral potiguar.

A principal dificuldade do estudo foi a obtenção de dados eólicos que pudessem ser utilizados na avaliação do potencial energético. Fontes públicas modeladas computacionalmente foram usadas devido à inviabilidade financeira da aquisição de dados medidos no local do projeto. O procedimento de ajuste de dados, visto que o Projeto MERRA não apresentava consistência quantitativa com os dados medidos nas torres do INMET, também apresentou um grau de complexidade elevado. As incertezas do estudo seriam bastante reduzidas caso houvessemos obtido dados medidos próximos ao parque eólico.

Futuramente seria interessante fazer-se a comparação deste estudo com empreendimentos eólicos mais recentes, avaliando-se a diferença nos valores de fator de capacidade e índice de perdas dos parques eólicos, visto que, com o desenvolvimento tecnológico das turbinas eólicas, a geração energética proveniente dos ventos deve ser ainda mais eficiente, e consequentemente o fator de capacidade (FC) deverá ser aumentado e o índice de perdas (IP) deverá ser reduzido.

REFERÊNCIAS

- Agência Nacional de Energia Elétrica, 2015. Banco de Informações de Geração, <http://www.aneel.gov.br/15.htm>, Acessado em 20 de novembro de 2015.
- Centro de Pesquisas de Energia Elétrica, 2001. Atlas do Potencial Eólico Brasileiro.
- Cunha, E. B. A. C., 2008. Investigação do potencial eólico de Região Serrana no Ceará - Dissertação de Mestrado - Universidade Estadual do Ceará.
- Dalmaz, A., 2007. Estudo do Potencial Eólico e Previsão dos Ventos para Geração de Eletricidade em Santa Catarina.
- European Centre for Medium-Range Weather Forecasts (ECMWF), 2011. ERA Report Series, The ERA-Interim Archive. Version 2, Reading, UK.
- Empresa de Pesquisa Energética (EPE), 2014. Balanço Energético Nacional.
- Gaumond, M., Réthoré, P-E., Benchmann, A., Ott, S., Larsen, G. C., Peña, A., Hansen, K. S., 2012. Benchmarking of wind turbine wake models in large offshore windfarms. DTU Wind Energy, Denmark.
- Instituto Nacional de Meteorologia (INMET), 2015. <http://www.inmet.gov.br/>, Acessado em 11/04/2015.
- Kubik, M.L. Brayshaw, D.J.; Coker, P.J. Barlow, J.F., 2013. 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.
- Landberg, L., Myllerup, L., Rathmann, O., Petersen, E. L., Jorgensen, B. H., Badger, J., Mortensen, N. G., 2003. Wind Resource Estimation – An Overview, p. 261-271.
- Melo, S.C., 2010. Metodologia de avaliação da atratividade para estudo de potencial eólico. Belo Horizonte.
- MERRA, 2015. 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), 2015. Energia eólica no Brasil e no mundo, <http://www.mme.gov.br>, Acessado em 30/03/2015.
- Sansigolo, C. A., 2005. Distribuição de Probabilidade de Velocidade e Potência do Vento. Revista Brasileira de Meteorologia, v. 20, n. 2, 207 – 214.
- Silva, B. B., Alves, J. J. A., Cavalcanti, E. P., 2002. Caracterização do potencial eólico da direção predominante do vento no estado da Bahia”, XII Congresso Brasileiro de Meteorologia.
- Song, L., Liu, Z., Wang, F., 2014. Comparison of wind data from ERA-Interim and buoys in the Yellow and East China Seas. Beijing.
- Spera, D. A., 2009. Wind turbine technology. 2nd edition, New York.
- Stüker, E.; Costa, F. D.; Santos, D.C., 2014. Validação de dados de reanálise meteorológica para estimativa do potencial eólico na região do Pampa Gaúcho.
- Troen, I., Petersen, E. L., 1989. European Wind Atlas, Risø National Laboratory.
- Vieira, C. F. A., Santos, C. C., Lima, F. J. L., Magalhães, R. A, Silva, E. M., 2006. Correlação entre dados de vento gerados no projeto Reanalysis do NCEP/NCAR e observados em regiões do estado do Ceará, XIV Congresso Brasileiro de Meteorologia.
- Wenzel, G. M., 2010. Análise numérica da esteira de turbinas eólicas de eixo horizontal: estudo comparativo com modelos analíticos, Porto Alegre.

COMPARATIVE STUDY AND IDENTIFICATION OF A QUALITY INDEX IN TWO OPERATIONAL WIND FARMS LOCATED IN BRAZIL

Abstract. Brazil is becoming an important world player in wind energy generation. It has, however, little information available to evaluate the quality of existing wind farms in operation. This paper presents performance indicators about one wind farm located in the South of Brazil for the period between 2007 and 2010 and performance indicators for another wind farm located in the Northeast of Brazil for the period between 2006 and 2015. Initially, the bibliographic review focuses on published technical studies, relating them to the main parameters used in this work. An overview of the Brazilian wind energy panorama is also presented in this chapter. The methodology is theoretical and is based on the selection of the wind data source that better represents wind behavior in the wind farm region and on the WAsP and WindFarmer software numerical modeling. Finally, it concludes that the wind farms present performance levels that are reasonable and consistent with the study site prediction. The average capacity factors for the wind farm located in the South and for the wind farm located in the Northeast are 0.29 and 0.32 respectively. The average loss index for the wind farm in the South is 6.3% while for the wind farm in the Northeast is 19.0%.

Key words: Wind Energy, Capacity Factor, Loss Index