

COMPLEMENTARIEDADE SAZONAL HIDRO-EÓLICA PARA OFERTA DE ENERGIA ELÉTRICA

Manoel Henrique da Nóbrega Marinho¹ & Ronaldo Ribeiro Barbosa de Aquino²

RESUMO --- Atualmente, o ambiente favorável ao desenvolvimento das fontes renováveis de energia, em particular a tecnologia eólica vem mostrando direção viável e vantajosa, pois além de serem praticamente inesgotáveis, as energias renováveis podem apresentar impacto ambiental muito baixo ou quase nulo, sem afetar o balanço térmico ou composição atmosférica do planeta. Neste trabalho, propõe-se uma simulação da produção anual de energia elétrica a partir da instalação hipotética de fazendas eólicas em municípios do Nordeste brasileiro, para contribuição de forma natural do aproveitamento eólico no volume de água na usina hidrelétrica de Sobradinho, no rio São Francisco. Demonstrando-se, com isso, a viabilidade da oferta de energia através da complementariedade entre os regimes naturais eólico e hidrológico.

ABSTRACT --- The work has its core guided by the current atmosphere of interest in the technological development and amplification of the use of the complementary renewable sources of energy in Brazil. In this scenario, renewable energy sources, specially wind energy, gain distinction as a feasible alternative of seasonal stability in energy supply by means of complementation between natural wind regimes and hydro utilization, the basis of Brazilian's electric origin, as well as the utilization of the vast renewable natural resources potential existent in the country. In this paper, a simulation for the production of electric energy of hypothetical wind farms in cities in the Northeast of Brazil is proposal, for contribution of natural form of the wind power generation in the volume of water in the Sobradinho hydroelectric plant located at Sao Francisco river. Demonstrating, with this, the viability of offers of energy through the wind/hydro seasonal complementarity.

Palavras-chave: Regime Hidrológico, Energia Eólica, Flutuações Sazonais.

1) Pesquisador do Departamento de Engenharia Elétrica e Sistemas de Potência (DEESP), da Universidade Federal de Pernambuco (UFPE). E-mail: henriquenm@yahoo.com.br.

2) Professor do Departamento de Engenharia Elétrica e Sistemas de Potência (DEESP), da Universidade Federal de Pernambuco (UFPE). Av. Acadêmico Hélio Ramos, s/n, Cidade Universitária - Recife - PE, CEP: 50740-530. Tel: (51) 81 2126-8255, Tel./Fax: (51) 81 2126-8739. E-mail: rriba@ufpe.br.

1 - INTRODUÇÃO

A geração de energia elétrica no Brasil depende basicamente das vazões que naturalmente transitam nos sistemas de canais fluviais das bacias onde se encontram instalados aproveitamentos hidrelétricos. O processo natural de vazões fluviais tem como característica principal a sua inconstância, dependente da ocorrência de precipitações, fenômeno sabidamente intermitente e de comportamento sazonal ditado pelo clima e de irregularidade dos totais precipitados através dos anos, podendo ocorrer desvios significativos dos totais anuais precipitados normais, configurando-se anos “secos” ou “úmidos”.

A capacidade de armazenamento de energia elétrica nos reservatórios das usinas hidrelétricas para o planejamento de longo e médio prazo, também chamado de planejamento da operação energética, considera-se uma discretização mensal ou semanal nos horizontes de estudo; entretanto, a disponibilidade hídrica natural apresenta flutuações sazonais com amplitude significativa. Os períodos secos requerem estratégias de otimização da gestão dos reservatórios, para evitar racionamentos de energia.

A estrutura de geração do sistema elétrico brasileiro é caracterizada essencialmente pela presença de grandes centros de geração, nos quais predominam sobremaneira unidades hidroelétricas. A estabilização sazonal da oferta de energia em sistemas interligados se configura em um grande desafio aos seus operadores. Isto ocorre porque os regimes hidrológicos têm caráter randômico com flutuações marcadamente sazonais.

O Brasil é reconhecidamente um país com elevado potencial de aproveitamento das fontes renováveis de energia. Dessa forma, estas fontes de energia, presentes em abundância nas reservas nacionais revelam-se como uma comprovada alternativa de complementaridade aos aproveitamentos hídricos e futuros projetos termelétrico. As tecnologias renováveis revestem-se também de uma atratividade adicional no que concerne ao planejamento da expansão do setor pautado na preservação do caráter limpo da matriz energética nacional, bem como a sua sustentabilidade. Neste cenário é possível vislumbrar, no futuro, a procura da auto-suficiência energética do país, orientada na manutenção do caráter limpo de sua matriz energética.

As fontes renováveis de energia terão participação cada vez mais relevante na matriz energética global nas próximas décadas. A crescente preocupação com as questões ambientais e o consenso mundial sobre a promoção do desenvolvimento em bases sustentáveis vêm estimulando a realização de pesquisas de desenvolvimento tecnológico que vislumbram a incorporação dos efeitos da aprendizagem e a conseqüente redução dos custos de geração dessas tecnologias.

O debate sobre o aumento da segurança no fornecimento de energia, impulsionado pelos efeitos de ordem ambiental e social da redução da dependência de combustíveis fósseis, contribui

para o interesse mundial por soluções sustentáveis por meio da geração de energia oriunda de fontes limpas e renováveis. Nessa agenda, o Brasil ocupa posição destacada em função da sua liderança nas principais frentes de negociação e da significativa participação das fontes renováveis na sua matriz energética.

O Brasil apresenta situação privilegiada em termos de utilização de fontes renováveis de energia. No país, 43,9% da Oferta Interna de Energia (OIE) é renovável, enquanto a média mundial é de 14% e nos países desenvolvidos, de apenas 6%. A OIE, também denominada de matriz energética, representa toda a energia disponibilizada para ser transformada, distribuída e consumida nos processos produtivos do País, PROINFA (2002).

O desenvolvimento dessas fontes ingressa em uma nova etapa no país com a implantação do Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA), criado no âmbito do Ministério de Minas e Energia (MME) pela Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002, e revisado pela Lei nº 10.762, de 11 de novembro de 2003. A iniciativa, de caráter estrutural, vai alavancar os ganhos de escala, a aprendizagem tecnológica, a competitividade industrial nos mercados interno e externo e, sobretudo, a identificação e a apropriação dos benefícios técnicos, ambientais e socioeconômicos na definição da competitividade econômico-energética de projetos de geração que utilizem fontes limpas e sustentáveis, PROINFA (2002).

A busca por alternativas às fontes tradicionais de produção de energia elétrica abre caminho para um novo mercado no País. Ainda em seus primeiros passos, mas com imenso potencial, a geração de energia elétrica que aproveita a irradiação solar (fotovoltaica), a força dos ventos (eólica) e a biomassa têm no Brasil o cenário ideal para desenvolver-se. A energia eólica é uma fonte alternativa, limpa e renovável para a produção de energia elétrica. É atrativa do ponto de vista ambiental, pelo seu caráter não poluente e também do ponto de vista econômico, por caracterizar-se como uma fonte inesgotável.

O potencial para a produção de energia elétrica, através da fonte eólica, já identificado na Região Nordeste, pode dar uma contribuição significativa ao suprimento de energia elétrica à região, como substituto ou complemento às alternativas hidroelétricas e térmicas. O que se tornou uma realidade dentro da perspectiva atual da utilização de até 1100 MW geração eólica na região nordeste devido ao PROINFA (Programa de Incentivo a utilização de Fontes Alternativas de Energia Elétrica) e a recente autorização de estudos dada pela ANEEL de aproximadamente 4800 MW na região Nordeste.

No entanto a energia eólica pelas suas características de intermitência, e variabilidade requer uma avaliação detalhada de sua interação, no momento da operação, com o sistema gerador convencional afim de que se possa definir, no momento do planejamento da expansão, qual o montante de geração eólica que poderá ser inserido na Matriz Energética da região, sem

comprometer a eficiência e o desempenho do sistema gerador convencional atual e futuro, como mostrado em Cavalcanti et al. (2004) e Guimarães et al. (2004).

No Brasil, embora só seja explorada uma porção mínima do seu potencial eólico, espera-se que a tecnologia tenha um elevado crescimento nos próximos anos, em Salles (2003).

O Brasil apresenta condições de vento extremamente favoráveis ao desenvolvimento de fazendas eólicas. A instalação destes sistemas em sítios com elevados fatores de capacidade anualizados permitiria alcançar, em algumas situações, custos de geração próximos da competitividade. A complementaridade sazonal entre os regimes de vento e hidrológico, em especial no Nordeste, constitui-se em uma vantagem sistêmica a ser explorada. Entretanto, observando a figura 1, percebe-se que as maiores velocidades de vento no nordeste do Brasil ocorrem justamente quando o fluxo de água dos rios, por exemplo, o Rio São Francisco, é mínimo. Logo, as centrais eólicas instaladas no nordeste poderão produzir grandes quantidades de energia elétrica evitando que se tenha que utilizar a água do rio São Francisco.

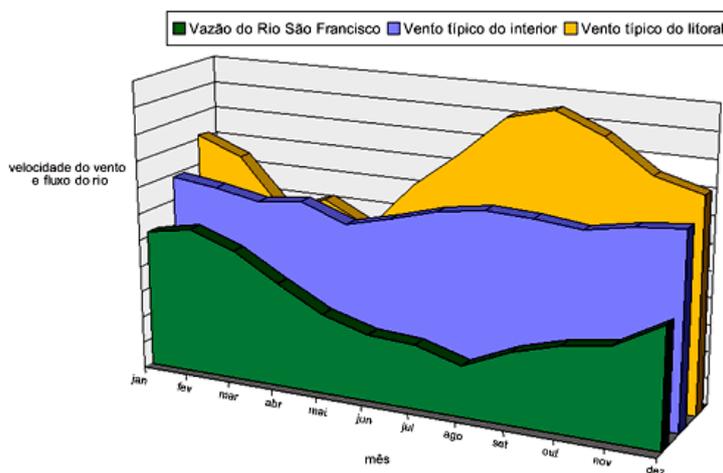


Figura 1 - Comparação entre o fluxo de água do Rio São Francisco e o regime de vento no Nordeste do Brasil. Fonte: Centro Brasileiro de Energia Eólica – CBEE / UFPE. 2000.

Conciliou-se os dados de produção de energia de fazendas eólicas hipotéticas, de cinco diferentes tipos, e uma potência instalada de cerca de 3.000 MW com a vazão natural do rio São Francisco, afluente no reservatório de Sobradinho, referentes a série histórica de 1931/92 e à produtividade do conjunto de usinas da CHESF ao longo do rio São Francisco. Conclui-se que se economizou uma vazão média hipotética de 400,8 m³/s, ou seja, representando 14,3% da vazão média do rio em Sobradinho, relativas a contribuição anual da geração eólica referente a 1.090 MW médios e que os regimes eólicos do Nordeste são complementares ao regime hidrológico sazonal que pode trazer possíveis benefícios de uma maior participação da energia eólica na geração de energia elétrica no Brasil, em Rocha et al. (1999) e Amarante et al. (2001).

Desenvolveram-se metodologias para estimar a solução ótima da combinação hidro-eólica para produção de energia, e resolver o problema da produção de energia eólica e demanda de

eletricidade nas Ilhas do mar Aegean na Grécia. A demanda de eletricidade foi toda suprida, o combustível importado foi minimizado, a penetração das fontes de energia renovável excedeu 90%, e os efeitos ambientais negativos foram reduzidos notavelmente, descritos em (Kaldellis & Kavadias, 2001); Kaldellis et al. (2001); Mastorakis et al. (1998); e Kaldellis (2002).

A operação integrada de usinas eólicas em grande escala com as usinas hidrelétricas existentes pode fornecer benefícios técnicos e econômicos significativos para ambas as tecnologias, em (Ancona et al., 2003). Integrou-se o potencial eólico de Vermont nos Estados Unidos e do Noroeste da Rússia com o sistema hidrelétrico em Québec no Canadá, concluiu-se que as usinas eólicas podem fornecer a sustentação para as usinas hidrelétricas e vice-versa.

Apresenta-se em Jaramillo et al. (2004) um estudo teórico para duas situações hipotéticas de como a energia eólica pode ser complementada pela energia hidráulica em Oaxaca no México. Mostrou-se que a combinação hidro-eólica poderia fornecer perto de 20 MW de energia firme à distribuição do sistema elétrico.

Em 1997 e 1998 foi realizado um estudo com simulações em resolução horária para dois cenários de inserção de energia eólica no sistema dinamarquês, interligado ao sistema elétrico europeu, ver em Amarante et al. (2001). Tais estudos foram realizados na Universidade de Roskilde na Dinamarca, com contribuições de concessionárias de energia e transmissão da Dinamarca, Suécia e Noruega.

No primeiro cenário, uma inserção eólica de 37% em consumo (54% da demanda) na Dinamarca encontraria complementaridade no sistema hidráulico da Suécia e Noruega, firmando a oferta de energia nos meses "secos" daqueles países, sem prejuízo aos níveis de segurança na estabilidade de fornecimento regional.

No segundo cenário, foi analisada uma inserção eólica próxima a 100% do consumo no sistema elétrico dinamarquês, interligado ao sistema elétrico nórdico, incluindo Alemanha, Finlândia e Holanda. Segundo as simulações, este cenário seria tecnicamente viável, sem prejuízos aos níveis de segurança do fornecimento regional, desde que realizados investimentos suplementares em reforço ao sistema de transmissão Dinamarca/Suécia.

Encontra-se em funcionamento o 2º maior projeto do mundo de geração de energia eólica, serão três centrais geradoras eólicas denominadas Parque Eólico dos Índios, Parque Eólico Sangradouro e Parque Eólico de Osório, com potência de 50 MW cada. Formado por 75 torres de aerogeradores de 98 m de altura e 810 toneladas de peso cada uma, o empreendimento terá capacidade potencial de geração total de 150 MW, correspondente à energia de 424.957 MWh/ano. A energia gerada será comprada pela Eletrobrás, dentro do [1]. O investimento de R\$ 670 milhões é da espanhola Enerfin/Enerven, do Grupo Elecnor (90%), mais a alemã Weobben e a CIP Brasil, em BNDS (2005).

Neste trabalho, propõe-se uma simulação da produção anual de energia elétrica a partir da instalação hipotética de fazendas eólicas abrangendo 12 (doze) municípios de 6 (seis) estados da região Nordeste do Brasil, para contribuição de forma natural do aproveitamento eólico no volume de água na usina hidrelétrica de Sobradinho, localizada no rio São Francisco. Demonstrando-se, com isso, a viabilidade da oferta de energia através da complementaridade entre os regimes naturais eólico e hidrológico.

2 – GERAÇÃO EÓLICA

A seguir são apresentados os parâmetros estatísticos dos ventos usados em estudos de potencial eólico, bem como a forma de estimar o potencial eólico e neste caso a potência média fornecida pelas turbinas eólicas.

A melhor distribuição estatística aplicada às ocorrências do vento na região Nordeste tem sido apontada como a função de densidade de probabilidade de Weibull, Rodrigues (2003). Rohatgi & Nelson (1994) mostra que a função de Weibull, é um caso especial da distribuição de Pearson tipo III ou da função de distribuição de Gamma generalizada com dois parâmetros. Se uma distribuição de vento pode ser representada pela função de densidade de probabilidade de Weibull, então a mesma é regida pela seguinte equação:

$$f(v) = \frac{k}{c} \left(\frac{v}{c}\right)^{k-1} e^{-\left(\frac{v}{c}\right)^k} \quad (k > 0, v > 0, c > 0) \quad (1)$$

Em que k é o parâmetro de fator de forma, c é chamado de parâmetro de fator de escala e v é a velocidade de vento.

O valor médio das velocidades dos ventos de um local com as características de Weibull é expresso pela seguinte equação:

$$\bar{v} = \int_0^{\infty} v \cdot \frac{k}{c} \cdot \left(\frac{v}{c}\right)^{k-1} \cdot e^{-\left(\frac{v}{c}\right)^k} dv \quad (2)$$

Em que se usando a função gama, o valor médio da velocidade de vento pode ser encontrado de modo simplificado através da equação:

$$\bar{v} = c \Gamma\left(1 + \frac{1}{k}\right) \quad (3)$$

em que Γ é a função gama.

Existem diversos métodos disponíveis para se determinar os valores dos parâmetros de k e c a partir dos dados de vento medidos em um local.

Em Araújo (1989), fez-se um estudo para modelar os dados de velocidade de vento da região do rio São Francisco. Nesse estudo, concluiu-se que a distribuição que melhor se adaptou aos dados

reais de velocidade de vento foi a distribuição de Weibull quando comparada com a distribuição de Rayleigh. Os parâmetros de distribuição de Weibull foram calculados utilizando o Método da Velocidade Média e Desvio Padrão. Segundo este método, tem-se:

$$k = \left(\frac{\sigma}{v} \right)^{-1,086} \quad e \quad c = \frac{\bar{v}}{\Gamma \left(1 + \frac{1}{k} \right)} \quad (4)$$

A função Gamma – Γ relaciona os parâmetros c e k da distribuição de Weibull com as características da velocidade do vento (v) – média e variância (σ).

O principal foco da simulação do potencial eólico reside na necessidade de se estimar qual a potência média suprida pelas turbinas eólicas durante um mês normal de operação. Desta maneira, a seguir indicamos a forma pela qual encontramos o potencial.

A potência convertida por uma turbina eólica pode ser expressa através da equação:

$$P_{turbina} = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot A \cdot v^3 \cdot C_p(\lambda, \theta) \quad (5)$$

Em que v é a velocidade de vento, A é a área varrida pelas pás em m^2 , ρ é a densidade do ar em kg/m^3 , $C_p(\lambda, \theta)$ é o coeficiente de potência um parâmetro que pode ser calculado ou estimado para uma turbina eólica com base na eficiência da conversão eólica e eletromecânica, finalmente, $P_{turbina}$ é a potência elétrica instantânea fornecida por uma turbina eólica em watts.

A equação (5) revela que a potência disponível é fortemente dependente da velocidade do vento: quando esta duplica, a potência aumenta oito vezes, mas duplicando a área varrida pelas pás da turbina, o aumento é só de duas vezes. Por outro lado, se a velocidade do vento desce para metade, a potência reduz-se a 12,5%. Tudo isto explica a importância crítica da colocação das turbinas em locais com velocidades do vento elevadas no sucesso econômico dos projetos de energia eólica.

Quanto mais baixa a temperatura, mais moléculas de ar existem por metro cúbico. Por isso, o potencial eólico é maior quando a densidade do ar é maior, ou seja, quando está mais frio.

A densidade do ar ρ varia de acordo com a altitude (pois tem uma relação com a pressão atmosférica) e com a temperatura do ar, deste modo a potência convertida por uma turbina eólica depende linearmente com a densidade do ar. A densidade do se relaciona com a pressão e com a temperatura conforme a equação seguinte:

$$\rho = 1.2929 \frac{P_{local}}{760} \frac{273}{T_{local}} \quad (6)$$

Em que P_{local} é a pressão atmosférica em milímetros de mercúrio no local de instalação, e T_{local} é a temperatura local em Kelvin.

Verifica-se também que a potência convertida por uma turbina eólica também depende da velocidade do vento, neste caso com uma relação cúbica. Desta maneira a simples aplicação da velocidade média do vento nas equações conduz a um valor de potência média produzida pela turbina eólica muito inferior ao real.

Considerando que a potência de uma a turbina eólica também pode ser expressa pela Curva de Potência C_p da mesma a equação da potência gerada por uma turbina eólica se torna mais simples. A curva C_p já integra todas as funções apresentadas acima sendo ela medida em turbinas eólicas em condições de testes padrão o que demanda um fator de correção conforme indicado na equação a seguir:

$$P_{turbina} = fd \cdot C_p(v) \quad (7)$$

Em que fd é um fator de correção para levar em consideração as variações da densidade do ar para diferentes alturas e temperaturas uma vez que as curvas de potência são calculadas para condições padrões, i.e. ao nível do mar e 15°C e $C_p(v)$ é a curva de potência da turbina eólica medida em condições padrões.

A potência elétrica média gerada por uma turbina eólica pode ser calculada através da seguinte equação:

$$P_{média} = \int P_{turbina}(v) \cdot f(v) dv \quad (8)$$

Em que $P_{turbina}(v)$ é a curva de potência da turbina eólica corrigida para o local como função do vento, $f(v)$ é a função de densidade de probabilidade de vento neste caso de Weibull. Considerando a curva de potência de uma turbina eólica como sendo em pu (normalizada em relação a sua potência nominal), a potência média pode ser indicada como um valor em pu diretamente através da integração da equação (8).

O atrito entre a superfície terrestre e o vento tem como consequência um retardamento deste último. As camadas mais baixas de ar retardam as que lhe estão por cima, resultando numa variação da velocidade média do vento com a altura ao solo. O efeito da força de atrito vai-se desvanecendo até praticamente se anular a uma altura de aproximadamente 2.000 metros.

No solo, a condição fronteira obriga a que a velocidade do escoamento seja nula. A esta zona da atmosfera caracterizada pela variação da velocidade do vento com a altura, chama-se camada limite atmosférica; acima desta zona diz-se que a atmosfera é livre.

A variação da velocidade do vento depende, basicamente, da temperatura, da rugosidade, da topografia e dos obstáculos do local. Dentro de certos limites de comportamento atmosférico, considera-se que para altitudes menores que 100 m, a variação da velocidade de vento com a altura do solo pode ser expressa pela fórmula empírica, Gipe (1993) e Lysen (1982).

$$v(h) = v_1 \left(h / h_1 \right)^\alpha \quad (9)$$

Em que:

v_1 – velocidade na altura h_1 (conhecida),

$v(h)$ – velocidade na altura h ,

h – altura para a velocidade $v(h)$,

h_1 – altura da velocidade v_1 ,

α – coeficiente dependente da natureza do terreno.

O Quadro 1 apresenta diversas variações do coeficiente de rugosidade (α), da equação (5), com relação ao tipo do terreno, Patel (1999).

Quadro 1 - Coeficiente de Rugosidade para Diversos Tipos de Terreno.

Tipo de Terreno	Coeficiente (α)
Lago, oceano e solo liso	0,10
Gramma	0,15
Cercas vivas e arbustos	0,20
Florestas	0,25
Pequenas cidades com poucas árvores e arbustos	0,30
Grandes cidades com altos edifícios e construções	0,40

Cabe aqui dar destaque ao fato de que em termos comerciais o que importa significativamente na decisão dos investidores, quando da escolha de um sítio para exploração, é o total de energia gerada pelo parque em um determinado período. Nesses termos, o fator de capacidade expressa a real competência de um parque eólico produzir energia em função do total de energia a ser gerada caso o sistema operasse em sua potência nominal durante um intervalo de tempo definido.

3 – ESTUDO DE CASO

A área do Nordeste brasileiro é de aproximadamente 1.558.196 km², equivalente a 18% do território nacional e é a região que possui a maior costa litorânea. Está situado entre os paralelos de 01° 02' 30" de latitude norte e 18° 20' 07" de latitude sul e entre os meridianos de 34° 47' 30" e 48° 45' 24" a oeste do meridiano de Greenwich. Limita-se a norte e a leste com o Oceano Atlântico; ao sul com os estados de Minas Gerais e Espírito Santo e a oeste com os estados do Pará, Tocantins e Goiás.

O Nordeste possui importantes bacias hidrográficas, dentre as quais podemos destacar a Bacia do São Francisco. É a principal da região, formada pelos rios São Francisco e seus afluentes. São praticadas atividades de pesca, navegação e produção de energia elétrica pelas hidrelétricas de Três Marias, Sobradinho, Itaparica, Paulo Afonso, Apolonio Sales e Xingó, delimita as divisas naturais de Bahia com Pernambuco e também de Sergipe e Alagoas, que é onde está localizada sua foz.

Quanto à sazonalidade dos ventos, todo o Nordeste apresenta ventos máximos no segundo semestre (inverno e primavera). Os dados de vento de vários locais no Nordeste confirmam sua característica de ventos comerciais (os chamados trade-winds): têm velocidades médias de vento altas, pouca variação nas direções e pouca turbulência durante todo o ano.

Utilizaram-se as vazões afluentes médias mensais da série histórica de 74 anos (1931 a 2004) do posto hidrológico da usina hidrelétrica de Sobradinho, em ONS (2006). Verifica-se uma das grandes dificuldades nas séries de vazões, que é a presença da sazonalidade devido aos períodos de cheia e seca do ano, isto acontece devido a grande variabilidade existente no período úmido, correspondente de novembro a abril, conforme figura 2.

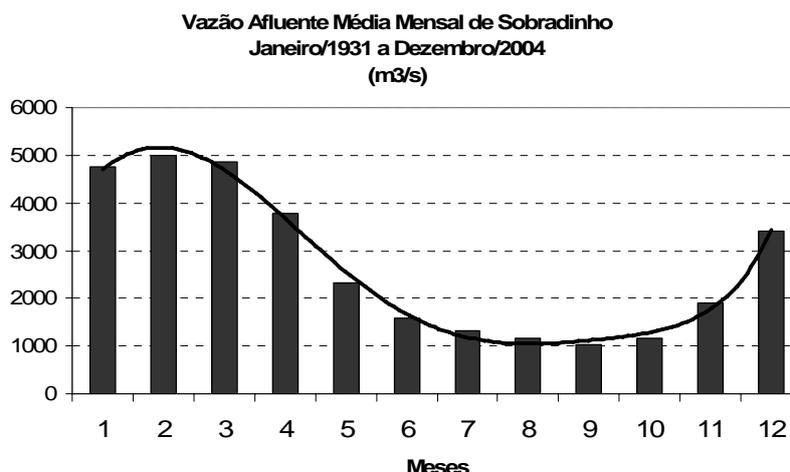


Figura 2 - Vazão Afluente de Sobradinho, 1931/2004.

Os dados de velocidade de vento das estações meteorológicas foram obtidos junto ao Instituto Nacional de Meteorologia – INMET/ 3º Distrito de Meteorologia. Esta estação meteorológica convencional é composta de vários sensores isolados que registram continuamente os parâmetros meteorológicos (pressão atmosférica, temperatura e umidade relativa do ar, precipitação, radiação solar, direção e velocidade do vento, etc), que são lidos e anotados por um observador a cada intervalo e este os envia a um centro coletor por um meio de comunicação qualquer.

Utilizaram-se as velocidades médias mensais do período de janeiro de 2004 a dezembro de 2006 medidos à 10 metros de altura, de doze estações anemométricas, abrangendo seis estados da região Nordeste do Brasil (Alagoas, Pernambuco, Paraíba, Rio Grande do Norte, Ceará e Piauí), juntamente com a curva de potência do aerogerador da Enercon E-70 2.000 kW, conforme a figura 3, com 98 m de altura, que serviu de base para a concepção das fazendas eólicas hipotética, num arranjo com 75 aerogeradores instalados nas estações anemométricas com uma eficiência de 90%, disponibilidade de 95% e potência instalada de 150 MW.

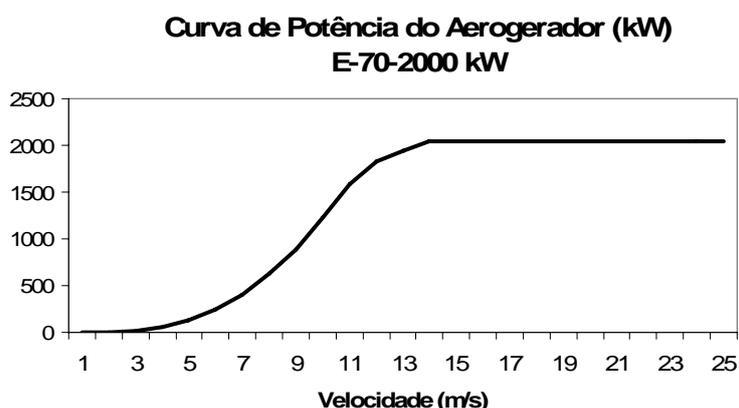


Figura 3 - Curva de Potência do Aerogerador.

Utilizou-se a produtividade acumulada de 2,794 MW/m³/s relativa à produção anual das usinas hidrelétricas de Sobradinho, Itaparica, Paulo Afonso, Moxotó e Xingo, com capacidade de 9.972 MW de potência instalada. Convertem-se a energia elétrica produzida anualmente pelas fazendas eólicas em equivalente vazão, posta teoricamente no reservatório de Sobradinho, e correspondendo a produção semelhante de energia através das usinas hidrelétricas situadas a jusante.

Os valores dos parâmetros k e c da distribuição de Weibull foram obtidos mensalmente de Amarante et al. (2001) e equação (4), respectivamente, e para a simulação da produtividade eólica anual se converteu através da equação (9) a velocidade média mensal do vento com coeficiente de rugosidade de 0,30 (Pequenas cidades com poucas árvores e arbustos) para as doze localidades na altura de 98 m, massa específica do ar local de 1,078 kg/m³ e massa específica do ar padrão de 1,235 kg/m³. O Quadro 2 mostra a velocidade média mensal a 98 m, latitude, longitude e altitude de cada estação anemométrica.

Quadro 2- Parâmetros Meteorológicos.

Estação	V (m/s)	Latitude (S)	Longitude (W)	Altitude (m)
Água Branca-AL	8,34	09°17'00"	037°54'00"	605,34
Porto de Pedras-AL	10,16	09°11'00"	035°26'00"	50,02
Cabrobó-PE	7,96	08°31'00"	039°20'00"	314,46
Surubim-PE	7,92	07°50'00"	035°13'00"	418,32
Arcoverde-PE	7,39	08°25'00"	037°05'00"	680,70
Patos-PB	7,53	07°01'00"	037°16'00"	249,09
Macau-RN	10,16	05°07'00"	036°46'00"	3,43
Mossoró-RN	9,02	05°12'00"	037°18'00"	38,00
Natal-RN	8,70	05°55'00"	035°12'00"	48,60
Acaraú-CE	7,62	02°53'00"	040°08'00"	16,50
Jaguaruana-CE	7,73	04°47'00"	037°46'00"	11,71
Parnaíba-PI	7,33	03°05'00"	041°46'00"	79,50

A figura 4 mostra a curva da média mensal da velocidade do vento de todas as estações anemométrica a 98 m.

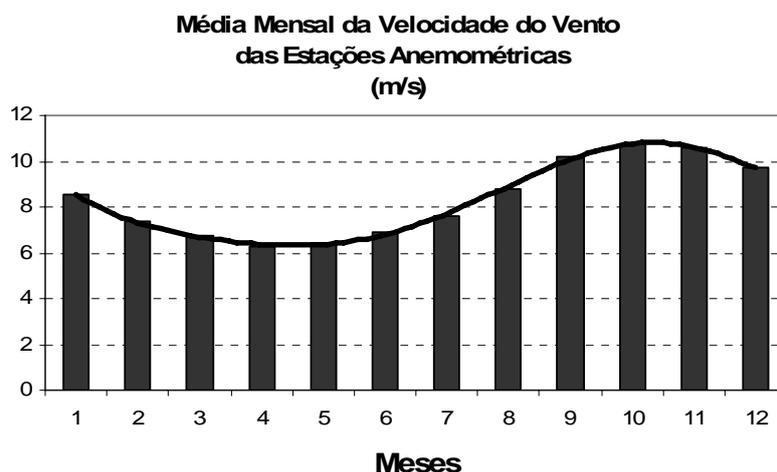


Figura 4 - Média Mensal da Velocidade do Vento das Estações Estudadas.

4 – RESULTADOS E DISCUSSÕES

Diz-se em Porto et al. (2002), que visando à implementação de uma política estável, eficaz e sustentável que possibilite uma maior participação de fontes alternativas e renováveis no setor elétrico brasileiro deve-se considerar que há uma racionalização energética pelo lado da oferta por meio da identificada complementaridade sazonal entre os regimes eólico e hidrológico, especialmente no Nordeste, traduzido pela seguinte produtibilidade na cascata do São Francisco onde cada 100 MW médios produzidos de fonte eólica proporcionaria uma economia de água da ordem de 40 m³/s.

Os cálculos energéticos efetuados com a frequência das velocidades ajustadas com a distribuição de Weibull são apresentados no Quadro 3.

Quadro 3 - Cálculos Energéticos

Fazendas Eólicas	Eac (MWh/ano)	Fc	UAP (h)	N.T.	P.T (MW)
Água Branca-AL	38.625	0,37	3219	6	12
Porto de Pedras-AL	70.031	0,50	4377	8	16
Cabrobó-PE	36.645	0,35	3054	6	12
Surubim-PE	35.376	0,34	2948	6	12
Arcoverde-PE	25.961	0,30	2578	5	10
Patos-PB	27.814	0,32	2781	5	10
Macau-RN	68.827	0,49	4302	8	16
Mossoró-RN	50.746	0,41	3625	7	14
Natal-RN	48.940	0,40	3496	7	14
Acaraú-CE	34.842	0,33	2904	6	12
Jaguaruana-CE	35.080	0,33	2923	6	12
Parnaíba-PI	27.113	0,31	2711	5	10
Total	500.000			75	150

Em que: Eac - Energia Anual Esperada (MWh/ano), Fc - Fator de Capacidade, UAP - Utilização Anual da Potência (h), N. T. - Número de Turbinas, e P. T. - Potência Instalada (MW).

Baseado na informação de Porto et al. (2002) e de posse das vazões mensais naturais do posto hidrológico da usina de Sobradinho, resume-se que as simulações realizadas com a potência hipotética instalada de 150 MW alocadas em 12 fazendas eólicas no Nordeste do Brasil, proporcionaram uma contribuição anual de produção eólica na ordem de 500.000 MWh/ano com 75 aerogeradores de 2.000 kW distribuídos pelas fazendas eólicas a 98 metros de altura. A produtividade eólica média foi de 685 MWh/h equivalente a uma vazão média de 245 m³/s, ou seja, representando um acréscimo de 14 % na vazão média da usina de Sobradinho que é de 2.700 m³/s, conforme Quadro 3.

A energia esperada anualmente para cada fazenda eólica é a energia resultante do funcionamento dos aerogeradores na potência nominal de 2.000 kW durante todo o ano. Atribuiu-se um maior número de turbinas eólicas para as fazendas de Porto de Pedras-AL e Macau-RN por estas apresentarem as maiores velocidades de vento médias anuais entre as localidades escolhidas, logo se tentou explorar o seu maior potencial eólico. A quantidade de energia gerada seria suficiente para abastecer anualmente o consumo residencial de aproximadamente 650 mil habitantes.

O fator de capacidade mede o desempenho de uma usina eólica no aspecto energético. Defini-se como a relação entre a potência média a potência máxima de uma usina. As usinas de base têm usualmente fatores de capacidade elevados, enquanto as de ponta apresentam fatores de capacidade mais baixos. Os valores obtidos para as simulações foram superiores ao valor típico esperado para as turbinas eólicas modernas (0,30).

A utilização anual da potência instalada, em horas, é calculada pela divisão da energia produzida pela potência nominal. Dependendo das condições do vento local, é comum obter-se valores na ordem de 2.000 a 3.500, todas as fazendas eólicas estudadas estão dentro do limite.

Nota-se que a regularização da vazão do rio São Francisco pode receber uma grande colaboração de forma natural do aproveitamento eólico, principalmente no período seco que é o segundo semestre do ano, onde o maior potencial acontece por grande influência dos ventos alísios.

A figura 5 apresenta uma comparação das vazões naturais dos afluentes no Rio São Francisco com a média mensal da velocidade do vento nas estações anemométricas instaladas no Nordeste. Observa-se que o elevado potencial eólico da região nordeste pode-se induzir que a contribuição da energia eólica a estabilização sazonal da oferta de energia elétrica pode advir de vários Estados da região, principalmente no segundo semestre do ano, período em que o potencial eólico na região é mais elevado e registram-se as menores vazões no rio São Francisco.

Observa-se que o estudo hipotético para a região Nordeste do Brasil, corresponde praticamente com semelhança ao projeto aprovado pelo PROINFA, em BNDES (2003), para implantação de fazendas eólicas no Rio Grande do Sul no valor de R\$ 670 milhões, utilizando 75 aerogeradores de 2.000 kW com potência instalada de 150 MW e produzindo 424.957 MWh/ano. O estudo hipotético se

modifica apenas no ganho na produção anual, mostrando-se, com isso, o grande potencial eólico que apresenta alguns pontos no Nordeste.

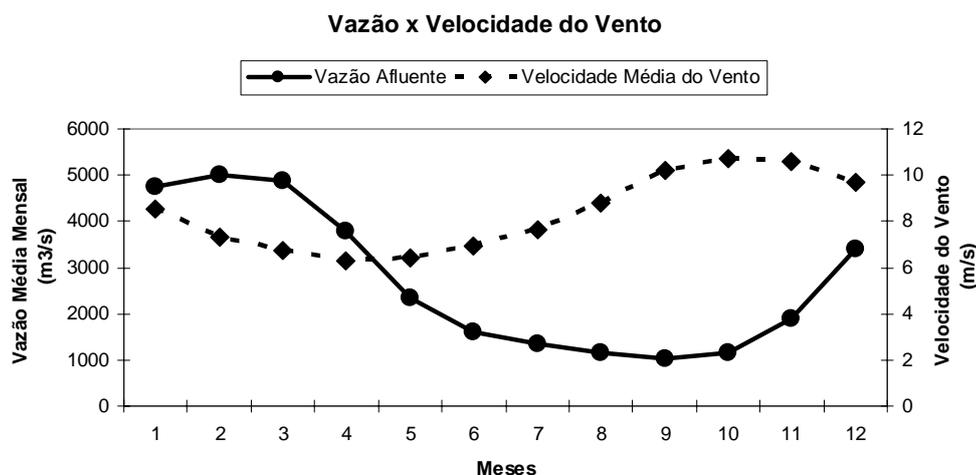


Figura 5 - Comparação das Vazões Afluentes com a Média Mensal de Velocidade do Vento.

Em termos do desenvolvimento da tecnologia eólica, as projeções do seu avanço nos sistemas energéticos estruturados no mundo são bastante promissoras. A mesma estrutura-se sobre uma fonte de recurso inesgotável e conta com uma base tecnológica amadurecida e cujas eficiências de conversão seguem aumentando a taxas consideráveis, o que permite assegurar um melhor aproveitamento dos recursos utilizados nos locais de uso. Os custos econômicos da energia eólica seguem em largo ritmo de queda, permitindo, no médio prazo, a sua competitividade com as tecnologias que fazem uso dos combustíveis fósseis, caso se flexibilize a lógica estrita da avaliação pelo custo benefício.

A comprovação da existência de uma grande complementaridade sazonal entre os regimes hidráulicos das principais bacias e o regime eólico, como apresentado na figura 5, imputa significativos benefícios ao sistema interligado nacional, indicando ser possível adicionar maiores volumes de energia ao sistema exatamente nos períodos secos, cabendo ao Governo criar as condições de desenvolvimento da política energética do país.

Sabe-se que a usina hidrelétrica de Sobradinho possui uma potência instalada de 10 GW, e que existem vários conflitos, entre eles, abastecimento humano x geração de energia x irrigação, logo o aproveitamento eólico ampliaria e possibilitaria a geração de diversas oportunidades de negócios, tanto no fortalecimento de atividades geradoras de emprego e renda para os produtores rurais e moradores, quanto em áreas como engenharia, construção e fabricação de equipamentos. Os benefícios gerados a partir das obras e da operação produziram resultados positivos em inúmeros setores da economia, incluindo atividades como irrigação e a pesca, além de gerar boas perspectivas de crescimento industrial da região.

Esses estudos demonstraram que a operação integrada de usinas eólicas e hidrelétricas pode adicionar uma estabilidade sazonal ao sistema, através do aumento do fator de capacidade das usinas

hidrelétricas existentes. A água poupada na geração de energia elétrica pode ser destinada a outros usos, uma vez que a região Nordeste sofre freqüentes períodos de secas: e ocorrem conflitos do uso da água dos rios, envolvendo principalmente a irrigação de lavouras.

5 – CONCLUSÃO

Pretende-se que este trabalho contribua para a definição do potencial eólico sustentável da região Nordeste e conseqüentemente para o planejamento de novos parques eólicos, bem como para o necessário reforço da rede de energia elétrica. Um dos méritos dos investimentos em energia eólica é a sua contribuição para a diversificação da matriz energética brasileira com uma fonte de recursos renovável, sem risco hidrológico. Além disso, o parque eólico reduzirá a emissão de gases do efeito estufa por MW/hora de energia gerada no sistema interligado, criando, com isso, um potencial de geração de créditos de carbono.

O estudo hipotético provou que a regularização da vazão do rio São Francisco, mais precisamente na barragem de Sobradinho, pode receber grandes quantidades de energia elétrica de forma eólica, evitando que se tenha que utilizar a água do rio São Francisco, inclusive no segundo semestre do ano, em que ocorrem as menores vazões afluentes e onde ocorre o maior potencial de energia por grande influência dos ventos alísios. Salientando-se que a usina hidrelétrica de Sobradinho é sujeita à múltiplos usos e todo este estudo inicial teve referencia mensal, cabendo futuramente uma análise semanal ou diário para se verificar a real viabilidade operativa desses parques eólicos.

Finalmente, as informações geradas servem como importante ferramenta no planejamento e nas tomadas de decisões de empresas, órgãos gestores e do próprio Governo. Entre as principais áreas beneficiadas estão: a agricultura, recursos hídricos, estudos científicos, geração de energia, defesa civil, transportes, saúde, turismo, lazer, etc.

AGRADECIMENTOS

Os autores agradecem ao suporte financeiro do MCT, Fundo Setorial de Energia (CT-Energ), por intermédio do CNPq (CT-Energ/CNPq) e ao Instituto Nacional de Meteorologia – INMET/ 3º Distrito de Meteorologia.

BIBLIOGRAFIA

AMARANTE, O. A. C.; SCHULTZ, D. J.; BITTENCOURT, R. M.; ROCHA, N. A. (2001). “*Wind/Hydro Complementary Seasonal Regimes in Brazil*”, *DEWI Mag*, 19, pp. 79-86.

AMARANTE, O. A. C.; BROWER, M.; ZACK, J.; SÁ, A. L. (2001). “*Atlas do Potencial Eólico Brasileiro*”, Camargo Schubert Engenharia Eólica, TrueWind Solutions, Centro de Pesquisas de Energia Elétrica/CEPEL, Brasília, Brasil.

ANCONA, D. F.; KRAU, S.; LAFRANCE, G.; BEZRUKIKH, P. (2003). “Operational Constraints and Economic Benefits of Wind-Hydro Hybrid Systems Analysis of Systems in the U.S./Canada and Russia”, European Wind Energy Conference, Madrid, Spain, pp. 16-19.

ARAÚJO, M. R. O. P. (1989). “Estudo Comparativo de Sistemas Eólicos Utilizando Modelos Probabilísticos de Velocidade de Vento”, Tese de Mestrado, Programa de Engenharia Mecânica, COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro.

BNDES. (2005) - Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social. [Online]. Acessado: <http://www.bndes.gov.br/noticias/2005/>.

CAVALCANTI, J. A.; MELO, P. A.; PINTO, M. S. L.; NETO, P. B. C. (2004). “Planejamento de Redes Elétricas com Alto Grau de Penetração Eólica”, IX SEPOPE- Symposium of Specialists in Electric Operational and Expansion Planning. Cd Rom- SP-176, Rio de Janeiro- RJ- Brasil.

CBEE (2006) - Centro Brasileiro de Energia Eólica. (2006). <<http://www.eolica.com.br>>.

GIPE, P. (1993). “Wind Energy Comes of Age”. John Willey and Sons Inc. ISBN 0-471-10924-X.

GUIMARÃES, A. S. L.; NEVES, F. A. S.; CARVALHO JR.; M. A., CAVALCANTI, M. C.; AQUINO, R.R.B. (2004). “Modeling Wind Generation Systems Based on Induction Machines”, IX SEPOPE- Symposium of Specialists in Electric Operational and Expansion Planning. Cd Rom- SP-171, Rio de Janeiro- RJ- Brasil.

JARAMILLO, O. A.; BORJA, M. A.; HUACUZ, J. M. (2004). “Using Hydropower to Complement Wind Energy: a Hybrid System to Provide Firm Power”, Renewable Energy, 29 (11), pp. 1887-1909.

KALDELLIS, J. K. (2002). “Parametrical Investigation of the Wind-Hydro Electricity Production Solution for Aegean Archipelago”, Energy Conversion and Management, 43 (16), pp. 2097-2113.

KALDELLIS, J. K.; KAVADIAS, K. A. (2001). “Optimal Wind-Hydro Solution for Aegean Sea Islands' Electricity-Demand Fulfilment”, Applied Energy, 70 (4), pp. 333-354.

KALDELLIS, J. K.; KAVADIAS, K. A.; CHRISTINAKIS, E. (2001). “Evaluation of the Wind-Hydro Energy Solution for Remote Islands”, Energy Conversion and Management, 42 (9), pp. 1105-1120, 2001.

LYSEN, E. H. (1982). “Introduction to Wind Energy”. SWD Stering Committee. Ministry of Development Cooperation, The Netherlands.

MASTORAKIS, P.; BETZIOS, G.; KALDELLIS, J. K. (1998). “A Proposal of Installation of a Combined Wind-Hydro Station for the Islands of Aegean Sea”, NTUA-RENES National Conference on the Application of Soft Energy Sources, Athens.

ONS (2006) – Operador Nacional do Sistema Elétrico. “Relatório de Vazões Afluentes Médias Mensais nos Aproveitamentos Hidrelétricos”, período de 1931 a 2004.

PATEL, M. R. (1999). “Wind and Solar Power System”, Boca Raton, Florida, CRC Press LLC.

PORTO, L.; CARVALHO, C. H.; FRANÇA, G.; OERTEL, L. C. (2002). “*Política de Energias Alternativas Renováveis no Brasil*”, in IX Congresso Brasileiro de Energia e IV Seminário Latino-Americano de Energia, Volume II, Rio de Janeiro, pp. 906-911.

PROINFA (2002) - *Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica*, BRASIL. Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002. *Diário Oficial da República Federativa do Brasil*, Brasília, DF, 29 abr. 2002. Seção 1, p. 2.

ROCHA, N. A.; AMARANTE, O. C.; SCHULTZ, D. J.; SUGAI, M. V. B.; BITTENCOURT, R. M. (1999). “*Estabilização Sazonal da Oferta de Energia Através da Complementaridade entre os Regimes Hidrológico e Eólico*”, in XV SNPTEE, Grupo de Planejamento de Sistemas Elétricos (GPL), Foz do Iguaçu.

RODRIGUES, G. (2003). “*Características de Vento da região Nordeste – Análise, Modelagem e aplicações para projetos de centrais eólicas*”, Dissertação de Mestrado, Dept. de Eng^a Mecânica da Universidade Federal de Pernambuco, Recife.

ROHATGI, J. S.; NELSON, V. (1994). “*Wind Characteristics – an analysis for the generation of wind power*”, Alternative Energy Institute, West Texas A&M University, Texas, USA.

SALLES, A. C. N. (2004). “*Metodologias de Análise de Risco para Avaliação Financeira de Projetos de Geração Eólica*”, Tese de Mestrado – Universidade Federal do Rio de Janeiro, COPPE. 83p.