



**XXI SNPTEE
SEMINÁRIO NACIONAL
DE PRODUÇÃO E
TRANSMISSÃO DE
ENERGIA ELÉTRICA**

Versão 1.0
23 a 26 de Outubro de 2011
Florianópolis - SC

GRUPO VII

GRUPO DE ESTUDO DE PLANEJAMENTO DE SISTEMAS ELÉTRICOS- GPL

**MODELAGEM ESTATÍSTICA DE VENTOS PARA A UTILIZAÇÃO
NOS MODELOS DE PLANEJAMENTO E OPERAÇÃO**

Maria Elvira P. Maceira(*)
CEPEL/UERJ

Débora D. J. Penna
CEPEL

José Francisco M. Pessanha
CEPEL/UERJ

Albert C. G. Melo
CEPEL/UERJ

RESUMO

Ao longo dos anos a geração eólica vem se tornando cada vez mais competitiva no cenário mundial, fazendo com que sua participação na matriz elétrica dos sistemas de produção de energia apresente uma forte expectativa de crescimento. Atualmente, nos estudos de planejamento e operação energética as usinas eólicas são representadas como usinas térmicas convencionais, considerando sua capacidade instalada igual ao valor esperado mensal de geração eólica. Porém, essa representação pode não refletir corretamente os valores mínimos e máximos, a correlação temporal que esta variável possa porventura apresentar, bem como a correlação espacial entre vazão afluente a uma usina hidroelétrica e o vento em uma usina eólica. Desta forma, o desenvolvimento de novos modelos e ferramentas para análise dos impactos da estocasticidade dos ventos torna-se essencial. O desenvolvimento destes modelos passa necessariamente pela análise exploratória das séries históricas de velocidade de vento, visando a identificação de padrões de sazonalidade e demais fatos estilizados que descrevem o comportamento do processo estocástico que se pretende modelar e que são fundamentais para a especificação dos modelos de previsão e geração de cenários sintéticos. Este trabalho tem como finalidade ilustrar a aplicação da análise exploratória de dados a uma série de velocidade de vento.

PALAVRAS-CHAVE

Geração eólica, Análise estatística, Velocidade do vento, Modelos de planejamento da operação energética

1.0 - INTRODUÇÃO

No cenário energético mundial, o Brasil se encontra em uma posição privilegiada: o país apresenta uma das mais renováveis matrizes energéticas. Em 2009, 47,2% de toda a energia produzida no país originou-se de fontes renováveis, destacando-se os biocombustíveis (17,2%) e a hidroeletricidade (15,0%). Para se ter uma idéia, no ano de 2006, a média mundial foi de 14%. No Plano Nacional de Energia 2030 [1] está previsto um ligeiro aumento da participação de energias renováveis, pois sairíamos de 44,5% em 2005, para 45,6% em 2030. Quando se vai para a Matriz Elétrica, a situação do país é ainda mais privilegiada: mais de 90% da produção de energia elétrica vem de fontes renováveis, enquanto a média mundial é 17%.

Entre os mecanismos existentes no Brasil para estimular a penetração de fontes alternativas de energia, pode-se citar: redução de no mínimo 50% nas tarifas de uso dos sistemas de transmissão e de distribuição; contratação direta de novas fontes alternativas de geração pelas distribuidoras (Lei 10.848/2004); remoção de distorções tributárias entre as alíquotas sobre a importação de partes ou aerogeradores, valorizando a produção nacional (Resolução CAMEX nº 37/2009); redução para zero da alíquota do IPI sobre partes nacionais e importadas utilizadas em aerogeradores (Decreto nº 6890/2009); realização de Leilões específicos para fontes alternativas, bem como a priorização destas fontes nos leilões de energia de reserva; contratação de longo-prazo destas fontes (até 30 anos). Estes leilões têm se mostrado um instrumento eficaz de política energética, tendo já se tornado o

(*) Avenida Horácio Macedo, nº 354 – Cidade Universitária - CEP 21.941-911 - Rio de Janeiro, RJ – Brasil
Tel: (+55 21) 2598-6471 – Fax: (+55 21) 2598-6482 – Email: elvira@cepel.br

principal fator indutor da penetração de fontes alternativas, principalmente a geração eólica, com o benefício adicional de se evitar a utilização de subsídios, como aqueles utilizados em países europeus (feed in tariffs). Desde 2007 estes leilões permitiram contratar um total de 7.723 MW (3.635 MW de biomassa, 234 MW de PCHs e 3.854 MW de geração eólica). Somados ao programa pioneiro PROINFA (3.296 MW), tem-se a adição total de 11.019 MW em fontes alternativas de energia. Chama-se a atenção ao preço médio da geração eólica obtido no último leilão (agosto de 2010): R\$ 130,86/MWh, o que significa que esta fonte passou a ser competitiva, com forte tendência de aumento da sua participação na nossa matriz elétrica, necessitando de uma atenção especial na sua modelagem nos programas de planejamento e operação.

Atualmente, as usinas eólicas são representadas nos estudos de planejamento e operação como usinas térmicas convencionais, com as seguintes características: custo variável unitário, taxa de indisponibilidade forçada, indisponibilidade programada, fator de capacidade máximo e capacidade instalada. Como capacidade instalada da usina é fornecida o valor médio mensal de geração da usina eólica.

Um valor médio de geração de uma usina eólica pode não representar corretamente os valores mínimos e máximos, a correlação temporal que esta variável possa porventura apresentar, bem como a correlação espacial entre vazão afluente a uma usina hidroelétrica e o vento em uma usina eólica. Em outras palavras, assim como a vazão afluente é o combustível de uma usina hidroelétrica e apresenta incertezas na sua ocorrência, o vento é o “combustível” de uma usina eólica e também apresenta incertezas na sua ocorrência e, como tal, deve ser modelado como um processo sob incerteza.

A geração estocástica sempre foi um tema de interesse na área de planejamento da operação e expansão de sistemas elétricos, principalmente no caso de sistemas com forte participação hidroelétrica na matriz elétrica [2]. Com a expectativa do crescimento da participação da geração eólica na matriz elétrica dos sistemas de produção de energia, o desenvolvimento de novos modelos e ferramentas para análise dos impactos da estocasticidade dos ventos torna-se essencial.

O conhecimento futuro do comportamento do processo estocástico associado, por exemplo, à velocidade do vento é de suma importância para estimação da energia gerada e do fator de capacidade de turbinas eólicas, avaliação do potencial eólico em localidades de interesse e o impacto da geração de energia eólica na operação do sistema elétrico, análise de risco para avaliação financeira de projetos de geração eólica, avaliação do nível de geração convencional que pode ser substituído por geração eólica conservando a confiabilidade do sistema elétrico, dentro outras aplicações [3].

Este conhecimento e sua aplicação requerem a análise estatística do comportamento de séries de velocidade de ventos e/ou de geração eólica. O objetivo da análise estatística é a modelagem das séries históricas de ventos de usinas eólicas. Com esta modelagem será possível prever e gerar séries sintéticas de ventos de curto e longo prazo para estas usinas. Cada valor de vento da série temporal gerada será transformado em geração respeitando-se as características da usina, bem como as restrições de geração mínima e máxima. Adicionalmente, será possível representar a correlação entre as séries de vento e de vazões afluentes de usinas eólicas e hidroelétricas respectivamente. Com isto, pode-se aferir o desvio da representação da capacidade de geração de uma usina eólica pelo seu valor histórico de geração média e, consequentemente, verificar se os certificados de garantia física calculados com base na geração média poderão ser maiores, já que a complementação com a energia hidroelétrica estará melhor representada, ou no sentido contrário, avaliar se o país está contando com uma disponibilidade de energia maior do que a que poderá ser verificada na prática. Ressalta-se ainda que, os certificados de geração média no Brasil vêm sendo obtidos com apenas um ano de observações, que pode ser considerado uma amostra insuficiente, principalmente na modelagem mensal atualmente utilizada no planejamento da expansão de curto prazo e no planejamento da operação de médio prazo.

O desenvolvimento destes modelos passa necessariamente pela análise exploratória das séries históricas de velocidade de vento, visando a identificação de padrões, por exemplo, de sazonalidade, que descrevem o comportamento do processo estocástico que se pretende modelar e que são fundamentais para a especificação dos modelos de previsão e geração de cenários sintéticos. Também faz parte da análise exploratória o ajuste de distribuições de probabilidade aos dados, com a finalidade de identificar a distribuição que melhor descreve o comportamento da série de velocidade de vento.

O presente trabalho ilustra a aplicação da análise exploratória de dados a uma série de velocidade de vento disponibilizada pelo projeto SONDA (<http://sonda.ccst.inpe.br>) para o município de São Martinho da Serra - RS, onde se localiza uma das estações de referência deste projeto [4],[5]. São utilizados os dados referentes ao período de 1º janeiro até 31 de dezembro de 2005 para a altura de 50 metros e com resolução temporal de 10 minutos. A análise estatística foi conduzida com o auxílio de um aplicativo desenvolvido em R (<http://www.r-project.org/>) e Excel, denominado ESTATVENTO.

O artigo está organizado em quatro seções. A seguir, na seção 2 são apresentadas algumas estatísticas obtidas a partir da análise da base de dados de velocidade e de direção do vento disponibilizado pelo projeto SONDA. Na sequência, na seção 3 são apresentados os resultados dos testes de aderência que permitiram identificar as

distribuições de probabilidade que melhor descrevem o comportamento da velocidade do vento a 50 metros de altura. Por fim, na seção 4 são apresentadas as principais conclusões do trabalho.

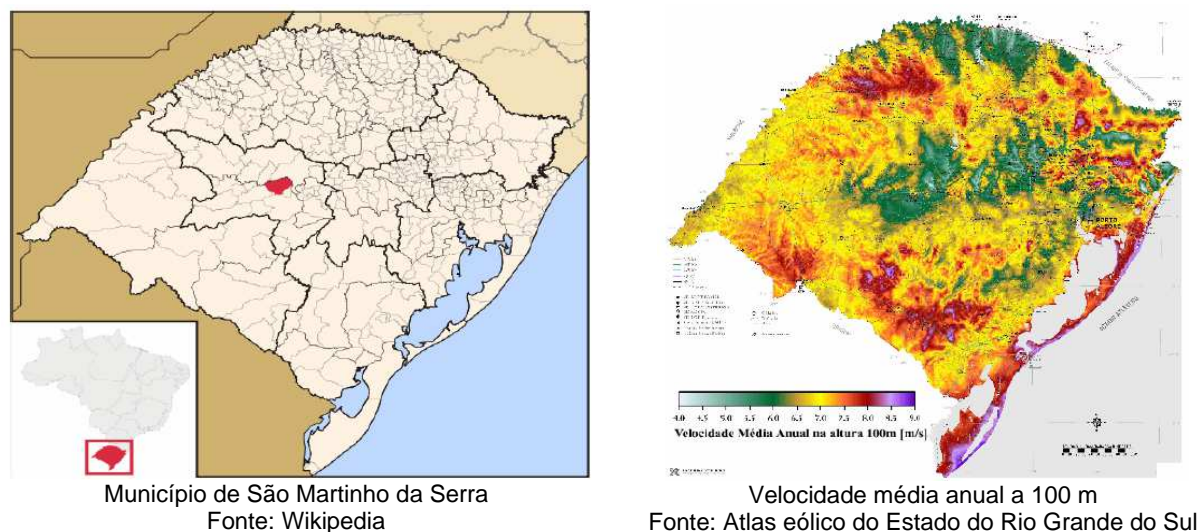


FIGURA 1 – Divisão administrativa e Atlas Eólico do Rio Grande do Sul

2.0 - ANÁLISE EXPLORATÓRIA DA SÉRIE DE VENTO

A análise exploratória tem por finalidade identificar os padrões de comportamento da série de velocidade de vento. Ressalta-se que as séries de vento não apresentam um padrão típico de comportamento, podendo ter regularidades ou ser caótica [6].

Na sequência são calculadas as séries de médias horárias, diárias e mensais a partir da série disponibilizada pelo projeto SONDA, cuja resolução temporal é de 10 minutos. A série original e as distintas séries de médias são apresentadas na Figura 2. Conforme indicado pelas séries de médias horárias e diárias não há evidências de uma tendência ao longo do período analisado, comportamento semelhante ao observado em outras séries físicas, como, por exemplo, a série de vazões afluentes. No que se refere à sazonalidade, os poucos dados disponíveis apontam para um ligeiro acréscimo da velocidade do vento no período de julho a setembro. Adicionalmente, a média horária sugere que a maior disponibilidade do recurso eólico ocorre no período da manhã.

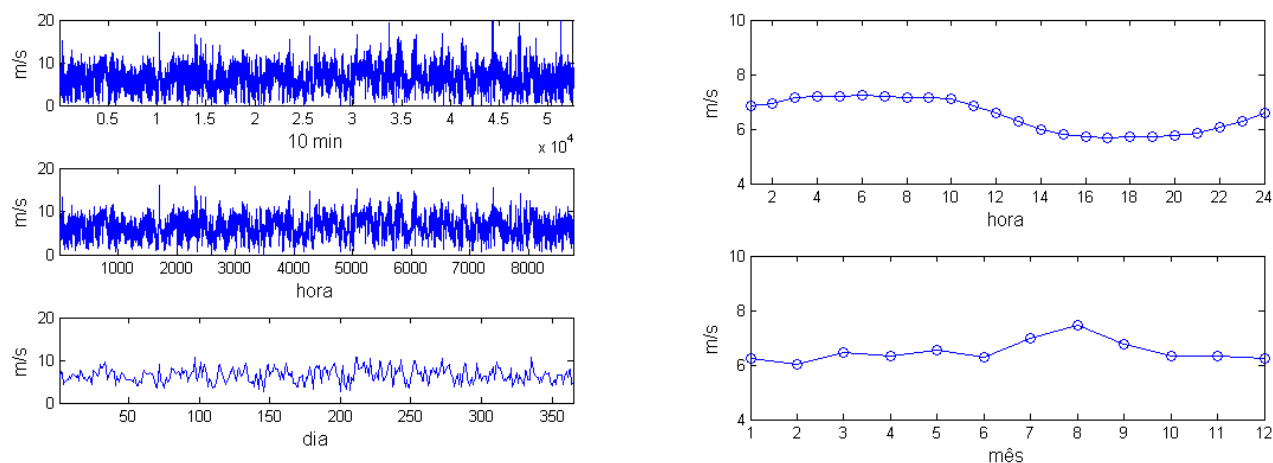


FIGURA 2 – Série de velocidade de vento e Média horária e mensal

As funções de autocorrelação (FAC) das séries de médias horárias e diárias são apresentadas na Figura 3. O perfil da FAC da série de médias horárias indica uma significativa dependência da velocidade do vento na hora t com as velocidades das horas imediatamente anteriores, o que reflete a persistência verificada nas séries de vento. Este resultado concorda com perfil da FAC da série de médias diárias que apresenta apenas a autocorrelação de lag 1 significativa, i.e., a velocidade média do dia d depende da velocidade média do dia $d-1$.

A identificação das componentes da série (tendência e sazonalidade) bem como da estrutura de dependência temporal das séries das médias de velocidade de ventos são fundamentais na especificação de modelos de previsão e geração de cenários sintéticos. Além da magnitude da velocidade é importante conhecer as direções predominantes do vento, uma informação que pode ser útil na previsão dos recursos eólicos [6], principalmente em localidades onde a direção do vento não é bem definida. Segundo a rosa dos ventos ilustrada na Figura 3, em São Martinho da Serra predominam as direções Nordeste e Sudeste.

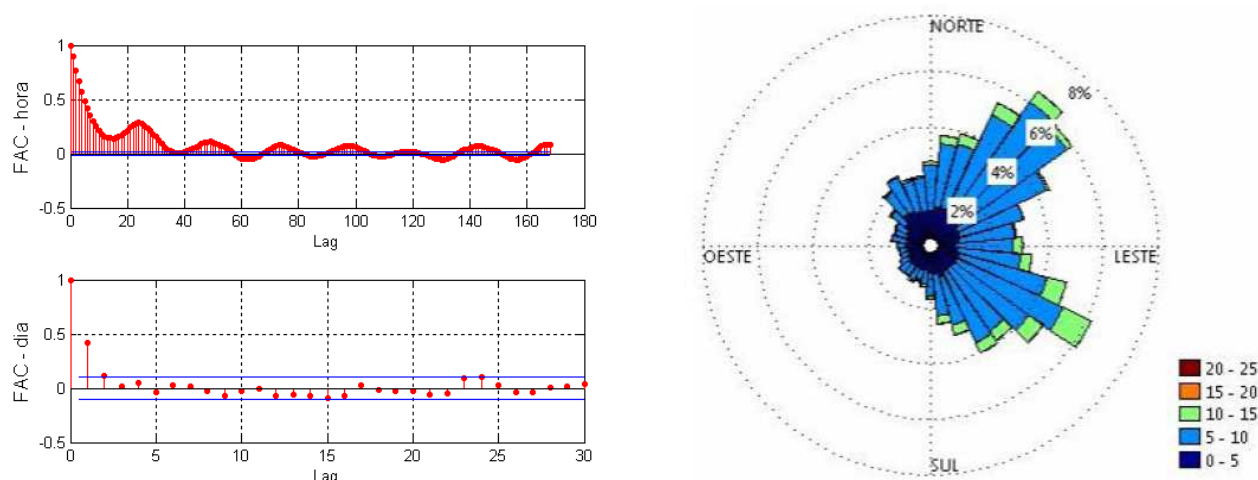


FIGURA 3 – Função de autocorrelação e Rosa dos ventos

Uma visão mais detalhada do comportamento da série de velocidade de ventos pode ser obtida por meio das estatísticas de posição e de dispersão das médias horárias mês a mês. Na Tabela 1 são listadas algumas estatísticas descritivas da série analisada. A média horária da velocidade do vento apresenta uma pequena variabilidade ao longo do ano, adicionalmente a variabilidade da velocidade horária permanece praticamente inalterada ao longo dos meses, conforme indicado pelo desvio-padrão (D.P.).

O coeficiente de variação foi avaliado em torno de 37,54%, portanto, uma volatilidade elevada em conformidade com o resultado descrito em [6] em um estudo sobre as características das séries de vento. Embora a localidade analisada não seja a melhor opção segundo o Atlas Eólico do Rio Grande do Sul, destaca-se que velocidades médias anuais a partir de 6,0 m/s já configuram condições favoráveis para a implantação e operação de usinas eólicas.

Tabela 1 – Estatísticas da série horária (m/s)

Estatísticas	jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez	Anual
Média	6.25	6.03	6.46	6.32	6.53	6.27	6.99	7.45	6.77	6.32	6.31	6.25	6.50
Mediana	6.42	6.00	6.40	6.30	6.68	6.34	7.16	7.44	6.72	6.36	6.37	6.27	6.55
1º quartil	4.56	4.35	4.81	4.44	4.64	4.41	5.35	5.78	4.88	4.63	4.71	4.51	4.74
3º quartil	7.88	7.45	8.22	7.99	8.51	8.03	8.90	9.29	8.41	8.00	7.88	8.08	8.24
Máximo	13.33	11.64	16.13	15.68	12.07	14.61	15.26	14.33	14.53	13.95	15.51	12.39	16.13
Mínimo	1.05	0.82	0.94	0.18	0.16	0.62	0.73	0.95	1.10	0.68	0.59	0.66	0.16
D.P.	2.19	2.19	2.42	2.60	2.49	2.41	2.56	2.50	2.56	2.37	2.31	2.34	2.44

3.0 - AJUSTE DE DISTRIBUIÇÕES DE PROBABILIDADE

Conforme verificado na literatura, a função de distribuição de Weibull [3] é a mais utilizada na descrição do comportamento dos valores da velocidade horária do vento em uma dada localidade. Porém, outras distribuições de probabilidade também podem apresentar uma boa aderência aos registros anemométricos. Em [7] é feita uma extensa revisão bibliográfica sobre as distribuições de probabilidade utilizadas na análise da energia eólica (dados horários) e dos métodos de estimação dos parâmetros destas distribuições. Na literatura técnica são encontrados diversos trabalhos associados à previsão de curto prazo de produção de energia eólica [6], porém poucos trabalhos são dedicados à geração de cenários de longo prazo, principalmente no que tange à modelagem mensal da velocidade de ventos. Em [8] e [9] são aplicados métodos para geração séries sintéticas de velocidade de vento de longo prazo, porém considerando discretização diária e horária, respectivamente.

Mais especificamente para o sistema brasileiro, [10] avalia além da distribuição de Weibull, as distribuições Lognormal e Beta no ajuste dos valores horários da velocidade e velocidade cúbica do vento (relacionada à potência eólica), com o intuito de auxiliar a determinação do potencial eólico. Neste estudo são efetuados testes de hipóteses para avaliar o comportamento das distribuições e, é mostrado que nem sempre a distribuição de Weibull é a que melhor se ajusta à série de velocidade do vento.

Com o intuito de auxiliar a análise estatística dos dados das séries de velocidade de ventos, foi desenvolvido um aplicativo amigável em linguagem R [11] utilizando o ambiente Excel. Neste aplicativo, denominado ESTATVENTO (Figura 4), são analisados os ajustes de cinco diferentes distribuições de probabilidade, a saber: Weibull, Normal, Lognormal, Beta e Gama, cujas funções densidade de probabilidade são apresentadas na Tabela 2. A qualidade do ajuste destas distribuições pode ser aferida pela estatística de Komogorov-Smirnov (KS) e demais estatísticas disponibilizadas pelo aplicativo, conforme ilustrado na Figura 4.

Tabela 2 – Funções densidade de probabilidade avaliadas

Weibull	$f_{Weibull}(v) = \frac{k}{c} \cdot \left(\frac{v}{c}\right)^{k-1} \exp\left(-\left(\frac{v}{c}\right)^k\right)$
Normal	$f_{Normal}(v) = \frac{1}{\sqrt{2\pi}\sigma} \cdot \exp\left(-\frac{1}{2}\left(\frac{v-\mu}{\sigma}\right)^2\right)$
Lognormal	$f_{Lognormal}(v) = \frac{1}{v\sqrt{2\pi}\sigma} \cdot \exp\left(-\frac{1}{2}\left(\frac{\ln v - \mu}{\sigma}\right)^2\right)$
Beta	$f_{Beta}(v) = \frac{\Gamma(\alpha + \beta)}{\Gamma(\alpha) \cdot \Gamma(\beta)} \cdot v^{\alpha-1} (1-v)^{\beta-1}$
Gama	$f_{Gama}(v) = \frac{\beta^\alpha}{\Gamma(\alpha)} \cdot v^{\alpha-1} \exp(-\beta v)$

onde: $\Gamma(z) = \int_0^\infty t^{z-1} \exp(-t) dt$

v é a velocidade do vento

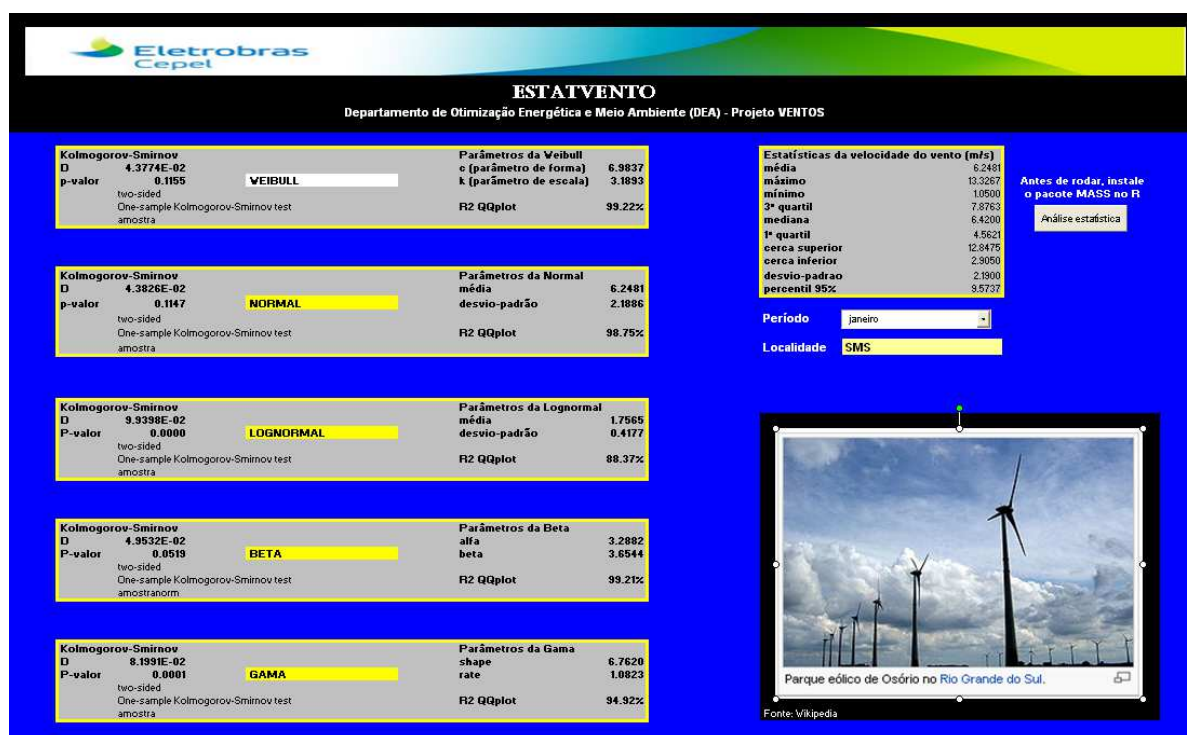
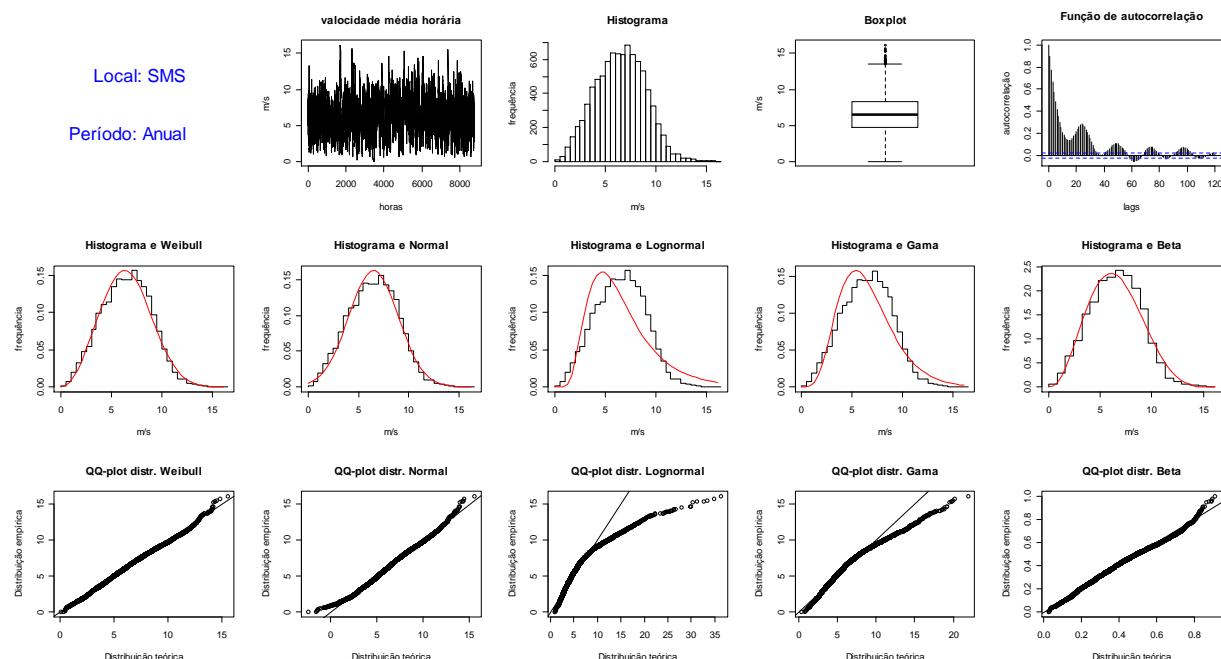


FIGURA 4 – Tela do aplicativo ESTATVENTO

O ESTATVENTO também fornece um conjunto de saídas gráficas (histogramas, QQ-plot, *boxplot* e função de autocorrelação), conforme ilustrado na Figura 5, e que permitem verificar o quanto essas distribuições se ajustam aos dados analisados.



FIGURAS 5 – Saídas gráficas do aplicativo ESTATVENTO

Na Tabela 3 são apresentados resultados obtidos com o aplicativo ESTATVENTO para as médias horárias de velocidade de vento na localidade de São Martinho da Serra ao longo do ano de 2005. Para cada mês foram realizados os ajustes das cinco distribuições consideradas e estimados os respectivos parâmetros pelo método da máxima verossimilhança [11] (Tabela 3).

Tabela 3 – Estimativas dos parâmetros das distribuições avaliadas

Período	Weibull		Normal		Lognormal		Beta		Gama		N
	k	c	μ	σ	μ	σ	α	β	α	β	
jan	3.19	6.98	6.25	2.19	1.76	0.42	3.29	3.65	6.76	1.08	744
fev	3.02	6.76	6.03	2.19	1.72	0.42	2.73	2.45	6.66	1.10	672
mar	2.90	7.24	6.46	2.42	1.78	0.45	3.02	4.38	6.01	0.93	744
abr	2.59	7.10	6.31	2.60	1.74	0.52	2.51	3.60	4.80	0.76	720
mai	2.77	7.28	6.53	2.50	1.75	0.75	2.22	1.91	4.22	0.65	744
jun	2.84	7.03	6.27	2.41	1.74	0.48	2.79	3.62	5.43	0.87	720
jul	3.04	7.82	6.99	2.55	1.85	0.48	2.95	3.45	5.59	0.80	744
ago	3.34	8.30	7.45	2.49	1.94	0.41	3.20	2.90	7.10	0.95	744
set	2.87	7.60	6.77	2.56	1.83	0.43	2.78	3.07	6.20	0.92	720
out	2.93	7.08	6.32	2.37	1.75	0.47	2.88	3.41	5.67	0.90	744
nov	2.98	7.06	6.31	2.31	1.76	0.45	3.12	4.42	6.11	0.97	720
dez	2.93	7.01	6.25	2.34	1.74	0.46	2.64	2.53	5.81	0.93	744
Anual	2.89	7.28	6.50	2.45	1.78	0.49	3.55	5.27	5.64	0.87	8760

Os critérios utilizados na identificação da distribuição que melhor se ajusta aos dados foram a estatística de Kolmogorov-Smirnov (KS) e o coeficiente de determinação associado ao QQ-plot (R2) [11]. A estatística KS avalia a distância entre uma distribuição teórica e a distribuição empírica de uma variável aleatória, portanto quanto menor o valor desta estatística maior a aderência entre as duas distribuições. Já a estatística R2 mede a correlação entre os quantis das distribuições teórica e empírica, logo quanto maior esta correlação mais aderente são as distribuições.

Com o auxílio do aplicativo ESTATVENTO foram calculadas as estatísticas KS e R2 para cada distribuição avaliada ao longo dos doze meses. Os resultados obtidos são apresentados na Tabela 4, onde os melhores ajustes segundo os critérios adotados estão indicados em **itálico e negrito**.

Tabela 4 – Resultados dos testes de aderência

Período	Weibull		Normal		Lognormal		Beta		Gama	
	KS	R2	KS	R2	KS	R2	KS	R2	KS	R2
jan	0.044	99.00%	0.044	98.96%	0.099	86.98%	0.050	99.65%	0.082	95.81%
fev	0.024	99.74%	0.034	98.38%	0.072	88.44%	0.068	99.29%	0.055	96.60%
mar	0.039	98.85%	0.038	98.18%	0.077	91.56%	0.075	98.37%	0.065	97.22%
abr	0.028	99.76%	0.023	99.19%	0.094	91.38%	0.073	98.10%	0.067	97.76%
mai	0.072	97.55%	0.062	98.18%	0.188	67.60%	0.030	99.69%	0.087	90.07%
jun	0.047	99.24%	0.041	99.30%	0.101	91.13%	0.071	98.90%	0.080	93.15%
jul	0.051	99.07%	0.047	99.28%	0.114	82.57%	0.064	98.35%	0.087	92.29%
ago	0.032	98.86%	0.034	99.47%	0.103	91.75%	0.059	99.15%	0.074	96.62%
set	0.021	99.65%	0.030	98.66%	0.077	93.92%	0.064	99.49%	0.054	98.63%
out	0.041	98.77%	0.035	99.59%	0.107	86.30%	0.053	99.24%	0.076	94.56%
nov	0.022	99.58%	0.025	99.18%	0.095	91.13%	0.064	99.16%	0.068	97.07%
dez	0.039	99.58%	0.040	99.28%	0.081	86.15%	0.043	99.69%	0.060	96.04%
Anual	0.026	99.65%	0.020	99.55%	0.091	89.38%	0.028	99.55%	0.064	96.19%

Por meio da estatística KS apresentada na Tabela 4, verifica-se que as distribuições Normal e Weibull oferecem os melhores ajustes para a maioria dos meses analisados, sendo que apenas no mês de maio a distribuição Beta apresentou melhor aderência aos dados. Nos meses em que os critérios KS e R2 apontaram para diferentes distribuições, observa-se que a distribuição de Weibull consegue representar melhor as caudas das distribuições empíricas. A distribuição anual oferece um bom exemplo desta situação, pois a estatística KS sugere que a melhor distribuição é a Normal, porém no QQ-plot percebe-se que a distribuição de Weibull consegue uma melhor representação das caudas da distribuição, conforme ilustrado na Figura 6.

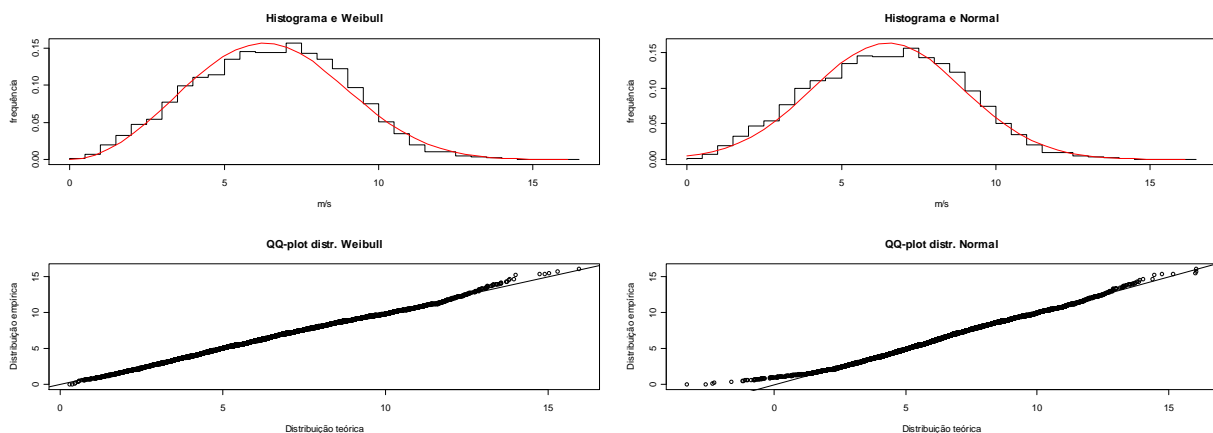


FIGURA 6 – Comparação dos ajustes das distribuições de Weibull e Normal

4.0 - CONCLUSÃO

A integração segura e econômica dos recursos eólicos ao Sistema Interligado Nacional requer o desenvolvimento e aprimoramento de metodologias para modelagem do comportamento estocástico do vento. Pesquisas neste sentido estão em andamento em diversos países seja na avaliação do potencial eólico, na seleção de modelos de turbinas, no dimensionamento e operação de parques eólicos e na sua integração ao sistema elétrico, baseadas em dados horários e com um histórico de observações de pelo menos três anos. Dado o comportamento aleatório do vento, a exploração dos recursos eólicos deve basear-se em uma análise estatística da velocidade do vento com a finalidade de obter parâmetros para uma melhor tomada de decisão.

Em sistemas de geração de energia elétrica com predominância de geração hidroelétrica, o horizonte de planejamento da expansão de curto prazo e da operação de médio prazo é mais extenso, 10 a 15 anos nos planos decenal e quinquenal de energia elétrica e 5 anos no plano mensal de operação, respectivamente, discretizados em

meses. As incertezas associadas às afluições às usinas hidroelétricas exercem um papel fundamental na tomada de decisão quanto ao planejamento da operação e à expansão do sistema. Caso a participação da geração eólica na matriz elétrica brasileira assuma uma participação substancial, será necessário introduzir a modelagem do processo estocástico de velocidades de vento mensais no planejamento do sistema elétrico em conjunto com a modelagem do processo estocástico de afluições, a fim de considerar a sinergia que pode existir entre estas duas fontes de geração de energia.

Este trabalho se insere no contexto do desenvolvimento de metodologias para a identificação de padrões de sazonalidade e demais fatos estilizados do comportamento do processo estocástico gerador da velocidade do vento, uma informação fundamental para a especificação dos modelos de previsão e geração de cenários sintéticos.

Desta forma, foi desenvolvido um aplicativo computacional denominado ESTATVENTO cuja finalidade consiste em auxiliar a análise exploratória, o ajuste de distribuições de probabilidade aos dados e a identificação da distribuição que melhor descreve o comportamento da série de velocidade de vento. A utilização do aplicativo é ilustrada com a série de velocidade do vento a 50 m de altura na localidade de São Martinho da Serra-RS. As análises realizadas indicaram a ausência de tendência nos dados e que a distribuição de Weibull foi a que melhor se ajustou aos dados analisados.

5.0 - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- (1) EPE, Plano Nacional de Energia 2030, disponível em <http://www.epe.gov.br/PNE/Forms/Empreendimento.aspx>, acessado em 14/03/2010.
- (2) Maceira, M.E.P., Terry, L.A., Costa, F.S., Damázio, J. M., Melo, A. C. G. (2002), Chain of optimization models for setting the energy dispatch and spot price in the Brazilian system. Proc. PSCC Conference, Sevilla, Spain.
- (3) Custódio, R.S. (2009) Energia Eólica para produção de energia elétrica, Eletrobrás, Rio de Janeiro.
- (4) Pes, M.P., Guedes, M., Rosetto, J.G., Biazzi, L.A., Guarnieri, R.A., Martins, F. R., Pereira, E.B. e Schuch, N.J. (2005), Distribuição estatística dos ventos na região de São Martinho da Serra por meio da função de Weibull: dados de agosto de 2004 a julho de 2005. Ciência e Natura, UFSM, v. 27, 229-232.
- (5) Martins, F.R., Guarnieri, R.A., Chagas, R.C., Neto, S.L.M., Pereira, E.B., Andrade, E. e Thomaz, C. (2007), Projeto Sonda – Rede Nacional de Estações para coleta de dados meteorológicos aplicados ao setor de energia, I Congresso Brasileiro de Energia Solar.
- (6) Wu, Y.K., Hong, J.S., (2007), A Literature Review of Wind Forecasting Technology in the World, IEEE Powertech2007, Lausanne, pp. 504-509, July.
- (7) Carta, J.A., Ramírez, P., Velázquez, S. (2009), A review of wind speed probability distribution used in wind energy analysis: case studies in the Canary Island, Renewable and Sustainable Energy Reviews, 13, pp. 933-955.
- (8) Salles, A.C.N (2004), Metodologias de Análise de Risco para Avaliação Financeira de Projetos de Geração Eólica, Dissertação de Mestrado – Programa de Planejamento Energético – COPPE – UFRJ.
- (9) Milligan, M.R. (2002), Modeling Utility-Scale Wind Power Plants – Part 2: Capacity Credit, In: Technical Report / National Renewable Energy Laboratory, Colorado, Estados Unidos.
- (10) Sansigolo C. A. (2005), Distribuição de probabilidade de velocidade e potência do vento, Revista Brasileira de Meteorologia, v 20, n 2, pp. 207-214.
- (11) Ricci, V. Fitting Distributions with R, disponível em <http://cran.r-project.org/doc/contrib/Ricci-distributions-en.pdf>, acessado em 14/03/2010.

6.0 - DADOS BIOGRÁFICOS

Maria Elvira Piñeiro Maceira é engenheira civil pela Universidade Federal do Rio de Janeiro (UFRJ). É Mestre e Doutora em Ciências em Engenharia Civil pela Universidade Federal do Rio de Janeiro (COPPE-UFRJ). Pesquisadora do Centro de Pesquisa de Energia Elétrica (CEPEL) desde 1985, onde tem participado do desenvolvimento de projetos de pesquisa, estudos e programas computacionais nas áreas de planejamento e operação energética de sistemas hidrotérmicos, modelagem estocástica de afluição aos reservatórios e otimização estocástica. Atualmente ocupa o cargo de Chefe do Departamento de Otimização Energética e Meio Ambiente. É também professora do Instituto de Matemática e Estatística da Universidade do Estado do Rio de Janeiro (UERJ).

Débora Dias Jardim Penna é engenheira eletricista pela Universidade Federal de Juiz de Fora (UFJF). É Mestre e Doutora em Ciências em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal do Rio de Janeiro (COPPE-UFRJ) e pela Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro (PUC-Rio), respectivamente. Pesquisadora do Centro de Pesquisa de Energia Elétrica (CEPEL) desde 1998, onde tem participado do desenvolvimento de modelos e sistemas computacionais para planejamento da operação energética de sistemas hidrotérmicos interligados e geração de cenários sintéticos multivariados de vazões e energias.

José Francisco Moreira Pessanha é estatístico pela Escola Nacional de Ciências Estatísticas (ENCE) e engenheiro eletricista pela Universidade Estadual do Rio de Janeiro (UERJ). É Mestre e Doutor em Ciências em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal do Rio de Janeiro (COPPE-UFRJ) e pela Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro (PUC-Rio), respectivamente. Pesquisador do Centro de Pesquisa de Energia Elétrica (CEPEL) desde 1995, onde tem participado do desenvolvimento de modelos computacionais com aplicação de métodos estatísticos e de otimização em sistemas de potência, em particular, nas áreas de confiabilidade de sistemas elétricos, energia eólica, previsão de carga, previsão de longo prazo da demanda, regulação técnico-econômica das distribuidoras de eletricidade e tarifação do uso dos sistemas de distribuição com base em custos marginais. É também professor do Instituto de Matemática e Estatística da Universidade do Estado do Rio de Janeiro (UERJ), onde leciona disciplinas nos cursos de Graduação em Estatística e Especialização em Logística Empresarial.

Albert Cordeiro Geber de Melo é engenheiro eletricista pela Universidade Federal de Pernambuco (UFPE). É Mestre e Doutor em Ciências em Engenharia Elétrica pela Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro – PUC-Rio. Pesquisador do Centro de Pesquisa de Energia Elétrica (CEPEL) desde 1984, é autor de grande acervo de publicações técnicas a nível nacional e internacional, algumas das quais lhe renderam premiações. Participou do desenvolvimento de metodologias e programas computacionais em uso no Brasil e no exterior. No CEPEL, foi Coordenador do Programa de Pesquisa em Estudos Econômico-Financeiros, Chefe do Departamento de Sistemas Elétricos, Assistente da Diretoria Geral, Diretor de Pesquisa e Desenvolvimento, ocupando atualmente o cargo de Diretor Geral do Centro. É também professor assistente do Instituto de Matemática e Estatística da Universidade do Estado do Rio de Janeiro (UERJ).