

Desenvolvimento e Validação de Nova Metodologia para Avaliação Técnico-Econômica de Empreendimentos Eólicos

Luiz A. J. Procopiak, Maurício Muller – LACTEC; Dario J. Schultz, Wolmer R. Zanin – COPEL; Odilon A. C. Amarante, Fabiano J. L. Silva, Luiz G. Rios-Filho – CAMARGO SCHBERT

RESUMO

Este trabalho relata o desenvolvimento de uma nova metodologia para a avaliação técnico-econômica de usinas eólicas adequadas às condições do emergente mercado brasileiro de energia eólica. Esta metodologia inclui o uso de tecnologias inovadoras para: (1) avaliação preliminar do potencial eólico e seleção de áreas promissoras, usando simulação numérica com um modelo de mesoescala, modelos de terreno de alta resolução e imagens de sensoriamento remoto; (2) posicionamento e arranjo de torres anemométricas com medições em múltiplas alturas e diferentes tipos de anemômetros; (3) procedimentos para monitoramento, recuperação, tratamento, validação e análise de dados anemométricos; (4) métodos para previsão de geração de energia elétrica; e (5) estrutura de custos e diretrizes para a avaliação da viabilidade econômica do empreendimento. Os resultados desse trabalho serão consolidados na forma de um Manual de Avaliação Técnico-Econômica de Empreendimentos Eólicos, destinado a orientar os agentes do setor elétrico interessados nesse mercado.

PALAVRAS-CHAVE

Avaliação de recursos eólicos, análise de viabilidade de usinas eólicas, manual de avaliação técnico-econômica, anemometria, modelos numéricos.

I. INTRODUÇÃO

Entre os aspectos essenciais para a avaliação técnico-econômica, ou Estudo de Viabilidade Técnico-Econômica – EVTE, de empreendimentos de geração eólico-elétrica, destaca-se a necessidade de uma predição confiável de vento e energia elétrica gerada, que sejam aceitas pelas comunidades científica e econômica. Isto requer um padrão mais refinado de anemometria do que o usado em meteorologia. Particularmente críticas são: a

escolha de locais para as torres de medição, a seleção e calibração de anemômetros, e o arranjo dos sensores nas torres. As campanhas de medição devem durar no mínimo um ano e, para garantir a qualidade, os dados devem ser monitorados, recuperados, tratados e validados de forma adequada. Além de cuidados especiais na análise dos dados (e.g. representatividade climatológica), o avanço metodológico já começa a fazer pleno uso de modelos digitais de terreno em alta resolução, modelamentos numéricos de mesoescala, e utilização de dados de sensoriamento remoto por satélites.

Os custos envolvidos em medição, tratamento e análise dos dados são baixos comparados com os ganhos da redução do risco financeiro de projetos de usinas eólicas. Portanto, o emprego das melhores técnicas e de procedimentos padronizados, são de grande importância na qualidade do EVTE.

Desde os primeiros levantamentos de potencial eólico no Brasil na década de 1990 (e.g., Projeto Ventar da COPEL[2]), ocorreram muitos avanços em termos de equipamentos de medição, softwares de simulação atmosférica com interface para geoprocessamento, a consideração de novas variáveis atmosféricas, modelamentos numéricos de mesoescala utilizando grande capacidade computacional, modelamento das influências de terreno em maior resolução e, sobretudo, a fundamental necessidade de medições em alturas compatíveis com as turbinas eólicas do mercado atual, usando anemômetros calibrados de acordo com padrões internacionais, eliminando-se muitas incertezas na previsão de potencial eólico. Assim, são necessárias a elaboração e a validação de uma **nova metodologia EVTE** de usinas eólicas, com segurança e exatidão compatíveis com as exigências do setor elétrico brasileiro e de investidores e agentes financeiros. Esta nova e inédita metodologia será então disponibilizada à comunidade científica, empresarial e financeira brasileira, através de manual específico. Ao mesmo tempo, este projeto se propõe à pesquisa e demonstração da relação custo/benefício das técnicas e recursos mais recentes no campo de previsão de potencial eólico.

Luís A. J. Procopiak e Maurício Muller trabalham no LACTEC – Instituto de Tecnologia para o Desenvolvimento, Curitiba, PR, (email: procopiak@lactec.com.br, muller@lactec.com.br).

Dario J. Schultz e Wolmer R. Zanin trabalham na COPEL – Companhia Paranaense de Energia, Curitiba, PR, (email: Dario@copel.com.br, Wolmer@copel.com.br).

Odilon A. C. Amarante, Fabiano J. L. Silva e Luiz G. Rios-Filho trabalham na CAMARGO SCHUBERT Engenharia Eólica, Curitiba, PR, (email: ventar@terra.com.br).

II. FASES DA VIDA ÚTIL DE UMA USINA EÓLICA

A vida útil de uma usina eólico-elétrica pode ser dividida numa seqüência de sete fases. Em cada uma delas o trabalho se divide em três frentes de ação paralelas e bastante inter-relacionadas: (A) técnico-econômica; (B) Sócio-Ambiental; e (C) comunicação com órgãos governamentais, autoridades de planejamento, grupos de interesse e comunidade em geral. As sete Fases são:

- 1) Escolha da Área: identificar as áreas mais adequadas e, para elas, todas as restrições técnicas, comerciais, legais e ambientais existentes; a análise só prossegue com as melhores candidatas.
- 2) Estudo de Viabilidade: avaliação técnica mais detalhada, incluindo medição local de vento e layouts preliminares; avaliação econômica preliminar; levantar restrições e oportunidades sócio-ambientais para preparar o pedido de certificação ambiental; avaliar as restrições ao planejamento.
- 3) Avaliação Detalhada: escolha da área definitiva; contínua medição de vento local; definição do layout final; escolha dos aerogeradores; negociar a ligação à rede de distribuição; elaborar o plano de construção, operação e desativação da usina eólico-elétrica.
- 4) Apresentação do Planejamento: submeter o planejamento da etapa anterior às autoridades responsáveis (inclusive o EIA-RIMA) e à comunidade local.
- 5) Construção: executar a construção de acordo com o plano aprovado; fazer os testes finais; entregar o controle da usina à empresa encarregada de sua operação.
- 6) Operação: operar e manter a usina; fazer as revisões periódicas, manter a comunidade informada sobre o desempenho da usina.
- 7) Desativação: desativar a usina; retirar todos os equipamentos; restaurar a área o mais próximo possível de seu estado anterior ou ao que for acertado com as autoridades e comunidades locais.

III. METODOLOGIA PARA AVALIAÇÃO DO POTENCIAL EÓLICO

A seguir são apresentadas as principais etapas de um EVTE e quais as inovações introduzidas pelo presente trabalho.

A. Análise Preliminar do Potencial Eólico

Os subsídios para esta etapa foram os mapeamentos eólicos já existentes: o projeto VENTAR, COPEL/1999, e o Atlas Eólico Brasileiro, MME/ELETRÓBRÁS/2001. Este último foi realizado utilizando modelamento de mesoescala em resolução horizontal de 3,6 km e interpolação para a resolução final de 1,0 km, utilizando-se o software WindMap (que resolve o escoamento de camada-limite atmosférica pelo método dos elementos finitos, considerando a equação da continuidade ou conservação de massa) e modelos globais de terreno.

B. Seleção de Áreas Promissoras

Os estudos anteriores já haviam indicado um potencial eólico promissor para a primeira área de desenvolvimento do projeto, os Campos de Tibagi, Paraná. Para a identificação das áreas mais promissoras, foram desenvolvidos modelos digitais de terreno em resolução de 100 m, que, juntamente com os resultados do modelamento de mesoescala do Atlas Eólico Brasileiro, resultaram num mapeamento detalhado de toda a área em estudo.

A partir deste mapeamento, foram selecionadas as áreas mais promissoras e representativas dos regimes de vento, as quais foram inspecionadas em trabalho de campo.

A Figura 1.1 mostra uma vista em perspectiva do mapa de velocidades médias anuais resultante da simulação.

C. Posicionamento e Arranjo de Torres Anemométricas

O posicionamento final das torres foi assistido por um sistema integrado de GPS, computador portátil e uma base georreferenciada contendo os mapas eólicos e do terreno.

A primeira torre instalada tem 50 metros de altura e será equipada com medições em dois níveis (30 e 48 m), consistindo de 2 anemômetros de copo (1 NRG e 1 Ammonit/Thies) e 1 anemômetro de hélice (Young) em cada nível, resultando num total de 6 anemômetros, e ainda um sensor de direção próximo ao nível superior (Ammonit). Deve ser observado que os anemômetros de hélice registram também a direção do vento. As Figuras 1.2 e 1.3 apresentam a localização da primeira torre anemométrica do projeto.

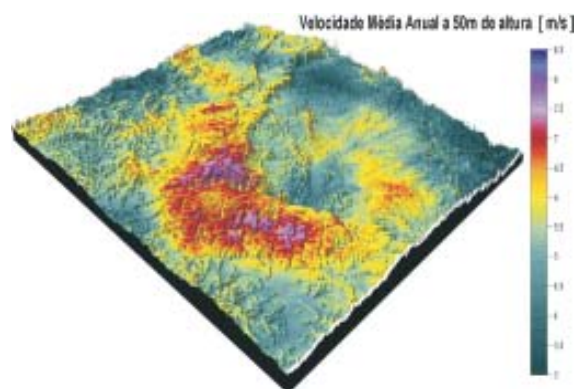


FIGURA 1.1 – Campos de Tibagi: velocidade média anual do vento resultante do modelo de mesoescala. Mapa de velocidade sobreposto ao modelo digital de relevo.

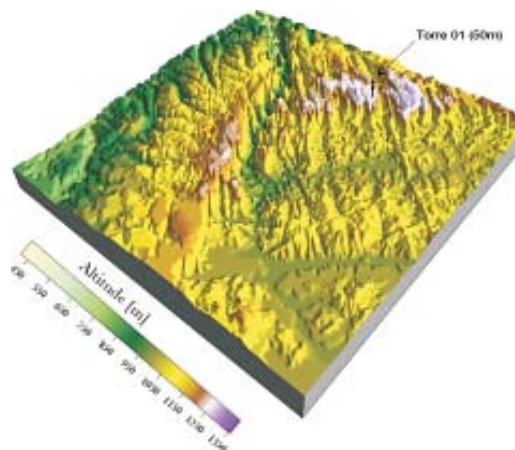


FIGURA 1.2 – Localização da primeira torre anemométrica do projeto. Modelo Digital de Relevo com escala vertical ampliada em 7 vezes para visualização.



FIGURA 1.3 –(a) Campos de Tibagi, extensa região de campos elevados;



FIGURA 1.3 – (b) Torre anemométrica de 50 metros de altura.

Foram instalados temporariamente equipamentos NRG não-calibrados, já utilizados anteriormente pela COPEL em estudos de mapeamento do potencial eólico do Paraná, uma vez que os equipamentos definitivos ainda estão em processo de importação.

Os sensores de medição serão adequadamente dispostos de modo a minimizar os efeitos de interferência da esteira aerodinâmica proveniente da estrutura da torre e dos próprios equipamentos.

A. Campanhas de Medição: Monitoramento e Tratamento de Dados

Estão previstas visitas mensais às torres para coleta de dados e manutenção. Os dados anemométricos são auditados utilizando rotinas e algoritmos de validação e verificação, de modo a excluírem-se possíveis falhas (e.g. atrito em anemômetros) ou incoerências nos registros. Após os testes de validação, os registros considerados suspeitos ou ausentes são analisados caso a caso; no caso de redundância de sensores (neste caso, em diferentes alturas), os valores rejeitados podem ser extrapolados por análises da correlação serial e/ou da distribuição estatística dos registros correspondentes do outro sensor. Após a análise, os dados são agrupados e consolidados no modelo atmosférico da região.

B. Análise de Dados e Previsão de Geração de Energia Elétrica

A cada mês e, principalmente ao final da campanha de medições, os dados válidos são analisados para se obter as distribuições estatísticas de direção e velocidade do vento, nas duas alturas, para cada torre de medição. Fazem parte dessa análise a variação diurna, mensal e sazonal do regime de ventos, análises direcionais de turbulência, rosas-dos-ventos (frequências de ocorrência e velocidades médias por direção), expoente de camada-limite, rugosidade, estabilidade térmica vertical, etc. Essas informações serão utilizadas na validação no Modelo de Mesoescala, em termos das velocidades médias e direções do vento, o que ainda não foi feito no Brasil. Serão realizados estudos de *micrositing* (posicionamento das turbinas eólicas) e otimização de geração, a partir da extrapolação dos dados medidos nas torres, utilizando-se os modelos digitais de terreno (relevo e rugosidade) e a metodologia WindMap, e modelos usuais de cálculo de desempenho de usinas eólicas, que simulam as perdas energéticas devido ao efeito de interferência da esteira aerodinâmica dos rotores de turbinas eólicas.

C. Avaliação de Viabilidade Econômica

São apresentadas três medidas de custo de usinas eólicas em escala crescente de abrangência: custo de implantação, custo de implantação específico e custo de geração de energia.

O **Custo de Implantação** inclui os custos para se obter

uma usina eólica pronta para funcionar. É expresso em Unidades Monetárias por kW de potência nominal instalada. Isto inclui os custos de planejamento, levantamentos topográficos, análise do potencial eólico, compra de equipamentos, aquisição/locação da área, construção e instalação da usina, de análise de potencial eólico, etc. Depende da escala do projeto e atualmente está na faixa de US\$900-1200/kW instalado, devendo cair para US\$600-990/kW até 2010.

O **Custo de Implantação Específico** leva em conta, além do capital instalado, os histogramas de velocidade do vento e a curva de geração de potência da turbina eólica escolhida. A energia realmente gerada pela usina eólica é a soma da energia de cada turbina menos as diversas perdas que ocorrem no sistema, como intervalos de ventos fracos, tempo parado para manutenção, ajustes incorretos das pás, perdas no sistema elétrico, etc. Todos esses fatores de perda são englobados pelo FC – Fator de Capacidade da usina. Para usinas eólico-elétricas este fator esta na casa dos 25 a 45% da capacidade instalada. Assim a produção anual de energia é estimada por:

$$P_{AE} = 8760 \cdot C_{inst} \cdot FC/100 \quad (1)$$

- PAE = Produção Anual de Energia (kWh)
- C_{inst} = Capacidade Instalada (kW)
- FC = Fator de Capacidade (%)

O Custo de Implantação Específico não inclui os custos de operação e manutenção, das revisões gerais nem os custos financeiros, mede somente o custo de Implantação para se obter um kWh por ano, e é calculado por:

$$C_{IE} = \frac{C_I}{8760 \times FC/100} \quad (2)$$

- CIE = Custo de Implantação Específico (US\$×ano/kWh)
- CI = Custo de Implantação (US\$/kW)
- FC = Fator de Capacidade (%)

O **Custo de Geração de Energia – CGE** (CoE – Cost of Energy) inclui todas as receitas e despesas previstas para toda a vida útil da usina eólico-elétrica, tais como receita de venda de energia, custo de implantação, o custo financeiro do capital, os custo anuais de operação e manutenção além dos custos das revisões gerais, desativação da usina e recuperação da área. A revisão geral inclui a trocas de grandes componentes e até de subsistemas inteiros, ocorrendo em intervalos de 5 a 10 anos. Para calcular o Custo de Geração de Energia se usa um método simplificado de análise do fluxo de caixa, onde os custos previstos são colocados ao longo do tempo e depois são distribuídos ou “anualizados” pelos 20 ou 30 anos da vida útil da usina, utilizando-se a taxa de retorno esperada para o investimento. A partir deste custo anual equivalente se calcula o custo CGE da usina e Unidades Monetárias por kWh de energia realmente gerada.

$$C_{GE} = \frac{(C_I \cdot P_{CF}/100) + (C_{O\&M}) + (C_{AR})}{8760 \cdot FC/100} \quad (3)$$

$$C_{GE} = \frac{C_I \cdot (P_{CF} + P_{OMR})}{8760 \cdot FC}$$

- CGE = Custo de Geração de Energia (US\$/kWh)
- CI = Custo de Implantação (US\$/kW)
- PCF = Parcela Anual de Custo Financeiro (%)
- CO&M = Custo Anual de Operação e Manutenção (US\$/kW)
- CAR = Custo Anualizado das Revisões Gerais (US\$/kW)
- FC = Fator de Capacidade (%)
- POMR = Parcela de Custo de Operação, Manutenção e Revisões (%)

D. Manual de Avaliação Técnico-Econômica

O Manual de Avaliação Técnico-Econômica de Empreendimentos Eólicos – MATEEE, visa fornecer subsídios à tomada de decisão por parte de investidores, agentes financeiros e demais agentes do setor elétrico brasileiro, no tocante à viabilidade de usinas eólico-elétricas. O manual contém: (1) uma introdução geral; (2) apresentação do quadro geral das fases e frentes de ação ao longo da vida de uma usina eólico-elétrica, onde se inserem a avaliação técnico-econômica e sua utilidade; (3) apresentação a nova metodologia de medição do potencial eólico; (4) apresentação a nova metodologia de previsão de geração. Os itens (3) e (4) estão em desenvolvimento neste projeto; (5) apresentação de diretrizes para avaliação de viabilidade técnico-econômica do empreendimento.

O item (2) está baseado principalmente nos Guias “Europeus” [36, 43, 45] e nos Manuais da Eletrobrás.[34, 35] Os itens (3) e (4) serão o resultado das conclusões da nova metodologia. O item final será baseado no Manual do NWCC [44], cuja adaptação à realidade brasileira será guiada pelos Manuais da Eletrobrás [34, 35], e com as informações disponíveis na consulta pública, feita pelo MME, para as tarifas das energias alternativas incluídas no PROINFA.

IV. RESULTADOS

Já foi feita a análise preliminar de potencial eólico, já foram escolhidas duas áreas; já foram definidos as posições e o arranjo das torres anemométrica; já foram consultados os fornecedores da torre e dos sensores. Uma torre já está instalada com anemômetros provisórios, enquanto se aguarda o desembaraço da importação e calibração dos definitivos. O Manual de Avaliação já está com a redação bastante avançada, faltando apenas detalhar os itens da nova metodologia.

V. CONCLUSÃO

Estão sendo levantadas as relações custo benefício do uso de várias metodologias de modelo digital de terreno (relevo e rugosidade), de medição de dados anemométricos (torre altas com 2 alturas de medição, diferentes tipos de anemômetros, sensores adicionais) e de análise de dados (modelos de Mesoescala com refinamento usando Windmap) na previsão de geração de energia de uma usina eólica. Desse trabalho serão gerados: (1) uma nova metodologia de medição e previsão de potencial eólico, mais precisa, confiável e adequada às condições técnico-econômica brasileiras; e (2) um Manual de Avaliação de Técnico-Econômica de Empreendimentos Eólicos para atender às demandas de empreendedores e agentes financeiros interessados no setor.

VI. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] DUTRA, R.M. "Viabilidade Técnico-Econômica da Energia Eólica Face ao Novo Marco Regulatório do Setor Elétrico Brasileiro" [Rio de Janeiro] 2001, XIII, 309 p. 29.7 cm (COPPE/UFRJ, MSc., Planejamento Energético, 2001) Tese Universidade Federal do Rio de Janeiro, COPPE;
- [2] AMARANTE, O.A.C., SCHULTZ, D.J., Wind Energy Resource Map of the State of Paraná, Brazil. Dewi Magazin, Germany, n. 15, p. 70-75, Aug. 1999;
- [3] COPEL, PROJETO EÓLICO-ELÉTRICO DE PALMAS, disponível na INTERNET no URL www.copel.com/copel/port/negocios-ger-energiaeolica.html.
- [4] AMARANTE, O.A.C., BROWER, M., ZACK, J. e SÁ, A.L. - ATLAS DO POTENCIAL EÓLICO BRASILEIRO. Ministério de Minas e Energia, Eletrobrás. Brasília, 2001.
- [5] AMARANTE, O.A.C.do, SILVA, F.J.L., RIO GRANDE DO SUL - ATLAS EÓLICO. Secretaria de Energia, Minas e Comunicações. Porto Alegre; SEMC, 2002.
- [6] AWS Scientific, Inc., Wind Resource Assessment Handbook". National Renewable Energy Laboratory. Windpower '96 Training Seminar Edition, Denver, CO, June 23th, 1996.
- [7] AMARANTE, O. A. C., da Silva, F. J. L., "Atlas do Potencial Eólico do Estado da Bahia". Camargo Schubert Engenharia Eólica, COELBA/Iberdrola Empreendimentos do Brasil. Outubro 2001.
- [8] Rohatgi, J. S., Nelson, V., "Wind Characteristics - An Analysis for the Generation of Wind Power". Alternative Energy Institute - West Texas A&M University, 1994.
- [9] Markus, M., Bailey, B., "Survey of Wind Flow Models". National Renewable Energy Laboratory, TAT-5-15208-01, October 1996.
- [10] Barnard, J. C., An Evaluation of Three Models Designed for Siting Wind Turbines in Areas of Complex Terrain. Solar Energy, Vol. 46 No.5 pp 283-294, 1991.
- [11] Obermeier, J. L., Blittersdorf, D., "Quality, Precision and Accuracy of the Maximum #40 Anemometer", presented at the American Wind Energy Association National Conference "WindPower 96" in Denver, Colorado, 23-27 June 1996. Published at AWEA conference proceedings.
- [12] Legates, D.R., Willmott, C.J. 1992. "Monthly Average Surface Air Temperature and Precipitation". Digital Raster Data on a 30 minute Cartesian Orthonormal Geodetic (lat/long) 360x720grid. In: Global Ecosystems Database Version 2.0. Boulder, CO: NOAA National Geophysical Data Center. Forty-eight independent and four derived single attribute spatial layers. 47,846,439 bytes in 194 files. [first published in 1989].
- [13] Amarante, O.A.C., Rocha, N.A., Schultz, D., Bittencourt, R. e Sugai, M. "Estabilização Sazonal da Oferta de Energia Através da Complementaridade Entre os Regimes Hidrológico e Eólico". XV SNPTTE Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica. Grupo de Planejamento de Sistemas Elétricos. Foz do Iguaçu, PR - 17-22 Out.1999.
- [14] Troen, I., Mortensen, N. G., Petersen, E. L., "WASP - Wind Atlas Analysis and Application Program". Risoe National Laboratory. Denmark.
- [15] NB-599/1978 e NBR-6123/1988 "Forças Devidas ao Vento em Edificações - Procedimento". Associação Brasileira de Normas Técnicas. Rio de Janeiro.
- [16] Simiu, E., Scanlan R. H., "Wind Effects on Structures". John Wiley & Sons, Inc. 1978.
- [17] Mayne, J. R., "The Estimation of Extreme Winds". Journal of Industrial Aerodynamics, Volume 5 (1979) 109-137. Elsevier Scientific Publishing Company, Amsterdam. 1979.
- [18] Abild, J., "Application of the Wind Atlas Method to Extremes of Wind Climatology". Report Riso-R-722(EN). Riso National Laboratory. Roskilde, Denmark. January 1994.
- [19] Frank, H. P., "Extreme Winds over Denmark from the NCEP/NCAR Reanalysis". Report Riso-R-1238(EN). Riso National Laboratory. Roskilde, Denmark. May 2001.
- [20] Petersen, E. L., Mortensen, N. G., Landberg, L., Højstrup, J., Frank H. P., "Wind Power Meteorology. Part I: Climate and Turbulence". Riso National Laboratory. Roskilde, Denmark. Published at Wind Energy Magazine, Volume 1, Number 1, September 1998.
- [21] Phillips, G.T. - "A Preliminary User's Guide for the NOABL Objective Analysis Code". DOE/ET/20280-T1, U.S. Department of Energy, July 1979.
- [22] Jensen, N.O., "A Note on Wind Generator Interaction". Riso National Laboratory, Report Riso-M-2411, Roskilde, Denmark, 1984.
- [23] "Energia Eólica", DEWI, Deutsches Windenergie-Institut, Wilhelmshaven, 1998.
- [24] "Wind Market Status", WindPower Monthly News Magazine, Vol. 18, No.3, pp 33-65, March 2002.
- [25] Molly, J. P., "Technical Trends in Wind Turbine Development", DEWI Magazin, No. 20, pp 52-59, February 2002.
- [26] "Recommended Practices for Wind Energy Testing and Evaluation: Wind Speed Measurement and Use of Cup Anemometry". Executive Committee of the International Energy Agency Programme for Research and Development on Wind Energy Conversion Systems. IEA, 1999.
- [27] ELLIOTT, D.L., HOLLADAY, C.G., BARCHET, W.R. FOOTE, H.P. and SANDUSKY, W.F., "Wind Energy Resource Atlas of the United States" DOE - U.S. Department of Energy, Pacific Northwest Laboratory, March 1987.
- [28] TEUNISSEN, H.W., "Measurement of planetary Boundary Layer Wind and Turbulence characteristics over a Small Suburban Airport". Journal of Industrial Aerodynamics, 4(1979) 1-34. Elsevier Scientific, 1979.
- [29] AMARANTE, O.A.C. - "Energia Eólica - Inventário, Tecnologia". Fontes Energéticas Brasileiras, 5.vol. CHESF - Companhia Hidro Elétrica do São Francisco, 1987.
- [30] CARTAS CLIMÁTICAS DO ESTADO DO PARANÁ 1994. Instituto Agrônomo do Paraná, IAPAR, Londrina 1994.
- [31] ATLAS DO POTENCIAL EÓLICO NACIONAL. Fundação Padre Leonel Franca, ELETROBRÁS, 1988.
- [32] TROEN, I and PETERSEN, E.L. - "European Wind Atlas". Commission of the European Communities, Risoe National Laboratory, Denmark 1989.
- [33] FENDRICH, R. e GOMES, J. - "Atualização do Levantamento Anemo-Solarimétrico do Estado do Paraná". Instituto de Saneamento Ambiental (ISAM) da Pontifícia Universidade Católica do Paraná - PUC-PR, Julho 1993.
- [34] Eletrobrás, Diretrizes para Estudos e Projetos de Pequenas Centrais Hidrelétricas, <http://www.eletobras.gov.br/atuacao/recursos/diretrizes.asp>.
- [35] Eletrobrás, Instruções para Estudos de Viabilidade de Aproveitamentos Hidrelétricos, <http://www.eletobras.gov.br/downloads/atuacao/recursos/viabilidade.zip>.
- [36] European Wind Energy Association, European Best Practice Guidelines for Wind Energy Development, <http://www.ewea.org/doc/BPG.pdf>.
- [37] National Wind Coordinating Committee - USA, Wind Energy Resources, 04, January 1997, <http://www.nationalwind.org/pubs/wes/wes04.htm>.
- [38] National Wind Coordinating Committee - USA, The Effect of Wind Energy Development on State and Local Economies, 05, January 1997, <http://www.nationalwind.org/pubs/wes/wes05.htm>.
- [39] National Wind Coordinating Committee - USA, Wind Performance Characteristics, 10, January 1997, <http://www.nationalwind.org/pubs/wes/wes10.htm>.
- [40] National Wind Coordinating Committee - USA, Wind Energy Costs, 04, January 1997, <http://www.nationalwind.org/pubs/wes/wes11.htm>.
- [41] D. Milborrow, Dissecting Wind Farms Costs, Wind Stats Newsletter, vol. 11(3), p. 1-3, Summer 1998.
- [42] D. Milborrow, Will Downward Trends In Wind Prices Continue?, Wind Stats Newsletter, vol. 15(3), p. 1-3, Summer 2002.
- [43] AusWEA, Best Practice Guidelines for Implementation of Wind Energy Projects in Australia, Australian Wind Energy Association, 2002.
- [44] NWCC Siting Subcommittee, Permitting of Wind Energy Facilities: A Handbook, Revised 2002, National Wind Coordinating Committee, 2002.
- [45] BWEA, Best Practice Guidelines for Wind Energy Development, British Wind Energy Association, 1994.
- [46] P. Gipe, British lessons to avoid anti-wind conflict - a best practice guide, Wind Stats Newsletter, vol. 16(2), p. 7-9, Spring 2003.