



**GRUPO II
PRODUÇÃO TÉRMICA E FONTES NÃO CONVENCIONAIS (GPT)**

DESENVOLVIMENTO DE UMA METODOLOGIA PARA AVALIAÇÃO DE RECURSOS EÓLICOS

**Dario J. Schultz * - Wolmer R. Zanin
COPEL GERAÇÃO S.A.**

**Odilon A. C. Amarante - Fabiano J. L. Silva - Luiz Gonzaga Rios-Filho
CAMARGO SCHUBERT ENGENHARIA EÓLICA**

**Luiz A. J. Procopiak
LACTEC**

RESUMO

Uma metodologia foi desenvolvida para auxiliar a análise de viabilidade técnico-econômica de projetos de usinas eólicas no Brasil, abrangendo análises e avaliações dos seguintes aspectos: (a) torres de medição anemométrica com alturas de 50 e 100 metros, equipadas com anemômetros de diferentes fabricantes e tipos; (b) simulação numérica da camada limite atmosférica, mapeamento eólico e *micrositing* utilizando modelos tradicionais de microescala e um modelo de mesoescala; (c) modelos de terreno em alta resolução; (d) uma abrangente análise de incertezas na velocidade do vento e no cálculo da produção de energia; e (e) um detalhado modelo de análise econômico-financeira. Esta metodologia está sendo avaliada em duas áreas, uma delas em terreno complexo, onde os resultados mostraram que o modelo de mesoescala fornece uma estimativa mais acurada do potencial eólico, o que já tornou possível desenvolver o projeto básico de uma usina na região. As diretrizes desta metodologia, suas análises e conclusões, constituirão um manual de referência para projetos eólicos no Brasil.

PALAVRAS CHAVE

Projeto de usinas eólicas, anemometria, análise econômico-financeira, modelo de mesoescala.

1.0 INTRODUÇÃO

Desde 1995, COPEL (concessionária de energia de Estado de Paraná) vem desenvolvendo projetos de Pesquisa & Desenvolvimento na área de energia eólica, em parceria com o LACTEC e a CAMARGO SCHUBERT. Em 1999 foi elaborado o "Mapa Eólico do Estado do Paraná", a partir dos dados do "Projeto VENTAR". Alinhada com o crescimento global da utilização de sistemas de energia renovável e o início do mercado brasileiro de energia eólica, a COPEL desenvolveu uma metodologia para a análise da viabilidade de projetos de usinas eólicas no Brasil. Esta metodologia pretende associar as melhores práticas em medições de velocidade de vento, os mais recentes avanços em simulação numérica e modelagem da camada limite atmosférica, uma análise abrangente de incertezas na velocidade do vento e no cálculo de geração de energia, e um detalhado modelo de análise econômico-financeira, custos e taxa de risco de projetos de usinas eólicas, incluindo análises de custo-benefício e de taxa interna de retorno.

As diretrizes desta metodologia, juntamente com suas análises e conclusões, constituirão um manual de práticas de projetos de usinas eólicas, que contribuirá para o emergente mercado de energia eólica no Brasil. Esta metodologia está sendo avaliada em duas áreas no Estado de Paraná, sendo uma delas em terreno complexo. Este artigo apresenta uma descrição da metodologia e alguns resultados alcançados.

2.0 TORRES DE MONITORAMENTO E MEDIÇÕES

Foram instaladas torres anemométricas com alturas de 50 e 100 metros, equipadas com anemômetros de diferentes fabricantes e tipos. Os anemômetros de conchas foram previamente calibrados em túnel de vento conforme padrões internacionais de qualidade (*DEWI-Deutsches Windenergie-Institut; MEASNET-Network of European Measuring Institutes*), e suas medições foram intercomparadas para avaliar a precisão e os níveis de confiança. A seleção dos anemômetros, sistemas de medição e aquisição de dados e as práticas de campo adotadas na instalação, operação e manutenção, seguiram as recomendações da *IEA-International Energy Agency* e da *IEC-International Electrotechnical Commission*. Todas as torres de monitoramento e sensores foram inspecionados com o objetivo de atender às melhores práticas e exigências de utilização de anemômetros de conchas, verificando-se a sua orientação em relação a vento predominante, distância necessária entre os suportes/torre e os sensores, orientação dos sensores de direção de vento em relação ao norte verdadeiro, inclinação vertical dos anemômetros e da torre, configuração e proteção do registrador de dados (*datalogger*), fundações e proteção contra descargas atmosféricas.

Na região de Castro-Tibagi foram instaladas 3 torres de 50 metros: torre 01-Taquara (Figura 1), 02-Santo André e 03-Wiecheteck.



FIGURA 1: Torre de monitoramento 01-Taquara, com 50m de altura.

A escolha dos locais mais apropriados para a instalação das torres foi realizada a partir de resultados de simulações numéricas com um modelo de mesoescala, que mapeou o potencial eólico de toda a área em estudo. Um sistema integrado de GPS (*Sistema de Posicionamento Global*) e um computador *palmtop* contendo mapas digitais georreferenciados foi usado para a seleção das posições finais das torres. Este sistema possibilita a navegação e a visualização da posição do navegador sobre os mapas digitais em tempo real, agregando grande precisão, agilidade e eficiência às atividades de vistoria ao local. A realização de simulações numéricas antes da instalação da primeira torre de medição, mapeando as áreas mais promissoras e representativas, permitiu a otimização de tempo e a economia de recursos financeiros e técnicos alocados ao projeto.

As torres de medição 01-Taquara e 02-Santo André foram instaladas em Abr/03 e Set/03, respectivamente, enquanto a torre 03-Wiecheteck foi instalada em Jun/04 e sua velocidade média anual foi calculada por correlação com os dados das duas primeiras torres (as medições analisadas para este estudo vão de Abr/03 a Ago/04). Os dados anemométricos foram criteriosamente coletados, processados, auditados e validados, de modo a se obter uma alta taxa de recuperação de dados. Foram desenvolvidas várias rotinas de validação para identificar e corrigir, quando possível, falhas de sistemas e valores suspeitos, baseadas na experiência de campo, nos tipos de equipamentos utilizados e na análise estatística detalhada dos dados registrados. Além da identificação e avaliação de áreas promissoras com relação aos recursos eólicos, os dados anemométricos também foram usados para validar e avaliar os resultados do modelo de mesoescala em áreas de terrenos complexos e suaves. Além disso, pretende-se que a torre de 100 metros de altura torne-se uma referência climatológica de longo prazo para estudos de energia eólica e ciências atmosféricas.

3.0 MODELAGEM NUMÉRICA E RESULTADOS

Simulações numéricas da camada limite atmosférica utilizando modelos convencionais de microescala (*Jackson-Hunt* e modelos de consistência de massa) e um modelo de mesoescala foram realizadas de modo a identificar as áreas mais promissoras e alocar as estações de medição de vento.

Os modelos de microescala aqui utilizados são aqueles que resolvem apenas as equações de conservação de massa e momento linear (*momentum*). Já os modelos de mesoescala incorporam os princípios de conservação de massa, *momentum* e energia, fluxos de calor e mudanças de fase do vapor d'água, módulo de energia cinética turbulenta, e estabilidade térmica vertical da atmosfera. Tipicamente, os dados de entrada dos modelos de microescala são a topografia, cobertura do solo (rugosidade) e dados de estações anemométricas. Os modelos de mesoescala utilizam ainda o índice de vegetação por diferença normalizada (IVDN) e dados meteorológicos de reanálises, radiosondagens e temperaturas sobre a terra e os oceanos. Uma das grandes vantagens da mesoescala é a não necessidade de medições anemométricas no local, pois são utilizados bancos de dados globais de reanálises com abrangência de décadas (*e.g. US National Center for Atmospheric Research – NCAR*). Devido ao seu equacionamento mais sofisticado, os modelos de mesoescala são capazes de captar importantes mecanismos atmosféricos não modelados pelos modelos tradicionais de microescala: brisas marinhas, lacustres e terrestres; inversões de temperatura; brisas montanha-vale; ventos causados por diferenças térmicas; etc.

Foram utilizados os seguintes modelos de microescala para comparação: (1) WAsP (Risoe National Laboratory), equações de Jackson-Hunt, conservação de massa e *momentum*; e (2) WindMap (Brower and Company), resolve as equações de conservação de massa pelo método de elementos finitos. Além disso, estes modelos incorporam também as equações do perfil logarítmico da velocidade vertical do vento na camada limite atmosférica. O modelo de mesoescala utilizado foi o MesoMap (AWS Truewind, LLC), que foi calculado numa resolução horizontal de 3.6 km, e interpolado sobre modelos de terreno em resolução de 100m.

Modelos digitais de relevo e cobertura do solo (rugosidade) de alta resolução foram utilizados nas simulações. Estes modelos foram desenvolvidos com resolução horizontal de 100 m a partir de dados topográficos existentes, mapas de cobertura do solo, imagens de satélite e dados amostrados em campo. As Figuras 2 e 3 mostram os modelos digitais de terreno de Castro-Tibagi, Estado do Paraná, e a localização das torres anemométricas.

Foram realizadas comparações, em termos da velocidade média anual e produção de energia, dos resultados dos modelos de microescala e mesoescala com os dados efetivamente medidos nas torres. Para comparação entre os modelos, a torre 01-Taquara foi utilizada como referência para entrada de dados nos modelos de microescala e ajuste do modelo de mesoescala. As torres 02 e 03 serviram então como pontos de verificação dos resultados.

Os resultados indicaram que o MesoMap obteve a melhor concordância com os dados medidos, apresentando um erro médio de 3.9% em velocidade do vento, enquanto os modelos WAsP e WindMap tiveram erros de 17.2% e 15.7%, respectivamente. Estes resultados são apresentados na tabela abaixo.

TABELA 1a: VELOCIDADE MÉDIA ANUAL

Comparação: Medido x Calculado a 50 metros de altura, Set/03 a Ago/04

Torre de Medição Site	Velocidade Medida [m/s]	Vel. Calculada [m/s]			Erro Relativo [%]		
		WindMap	WasP	MesoMap	WindMap	WasP	MesoMap
Taquara ¹	6,14	6,14	6,14	6,14	0,00	0,00	0,00
Santo André	6,85	5,69	5,69	6,59	-17,0	-16,9	-3,8
Wiecheteck ²	6,82	5,85	5,62	6,54	-14,3	-17,6	-4,1

¹ Referência

² Esta torre de medição foi instalada em Junho/2004 e a velocidade média anual foi calculada por correlação com as outras torres

Tabela 1b:

Velocidade Medida x Calculada

Modelo	Desvio Médio [m/s]	Erro Médio [%]
WindMap	1,07	-15,7
WasP	1,18	-17,2
MesoMap	0,27	-3,9

Para cada torre de medição, foi também calculada a produção anual de energia correspondente às velocidades medidas e calculadas, utilizando curvas médias de desempenho de turbinas eólicas comerciais. Os resultados foram normalizados pela produção correspondente à velocidade do vento medida na torre de Taquara (Referência). Os erros médios na produção anual de energia foram de 8.7% (MesoMap), 34.5% (WindMap) e 37.9% (WAsP), conforme apresentado na tabela a seguir.

TABELA 2a: PRODUÇÃO ANUAL DE ENERGIA NORMALIZADA
Comparação: Medida x Calculada a 50 metros de altura, Set/03 a Ago/04

Torre de Medição Site	Produção Medida Normalizada Referência	Produção Calculada			Erro Relativo [%]		
		WindMap	WasP	MesoMap	WindMap	WasP	MesoMap
Taquara ¹	1,00	1,00	1,00	1,00	0,0	0,0	0,0
Santo André	1,33	0,84	0,84	1,22	-37,3	-37,0	-8,3
Wiecheteck ²	1,32	0,90	0,81	1,20	-31,7	-38,7	-9,1

¹ Referência

² Esta torre de medição foi instalada em Junho/2004 e a velocidade média anual foi calculada por correlação com as outras torres

Tabela 2b
Produção Medida x Calculada

Modelo	Desvio Médio [m/s]	Erro Médio [%]
WindMap	0,34	-34,5
WasP	0,38	-37,9
MesoMap	0,09	-8,7

Os resultados dos modelos de microescala (WAsP e WindMap) foram similares, tendendo a apresentar maiores velocidades de vento nas maiores elevações e cristas de morros, enquanto o MesoMap indicou velocidades maiores de vento a jusante das cristas (mais a oeste, neste caso), o que foi confirmado pelas medições. Como resultado surpreendente neste caso, o *micrositing* de turbinas eólicas utilizando modelos tradicionais de microescala posicionaria as turbinas eólicas a quilômetros de distância das melhores áreas de aproveitamento e resultaria em produção de energia até 33% inferior.

A Figura 4 apresenta os resultados do mapeamento eólico para os diferentes modelos de simulação. Estes resultados já tornaram possível o desenvolvimento do projeto básico de uma usina eólica na região, e estima-se que a mesma comporte empreendimentos de dezenas de *MegaWatts*.

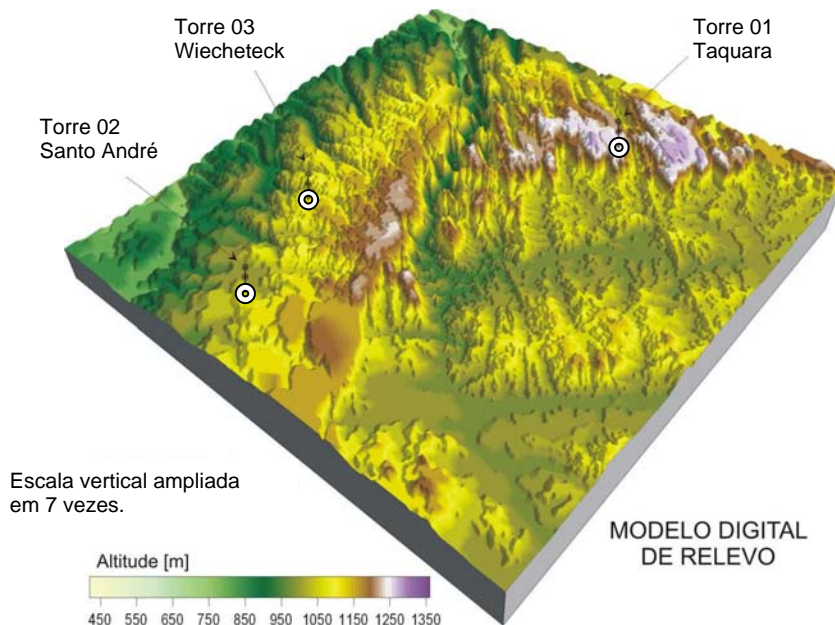


FIGURA 2: Modelo Digital de Relevos da região de Castro-Tibagi e localização das torres anemométricas.

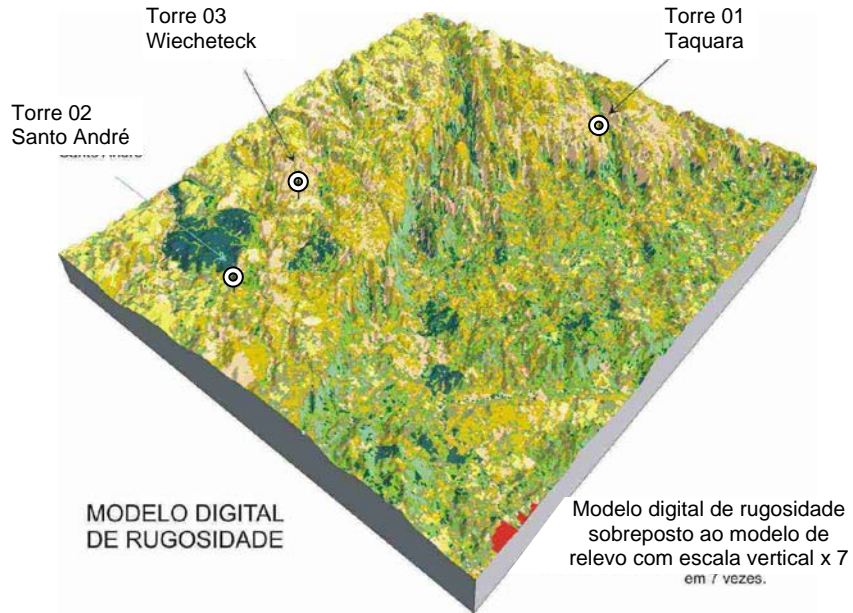
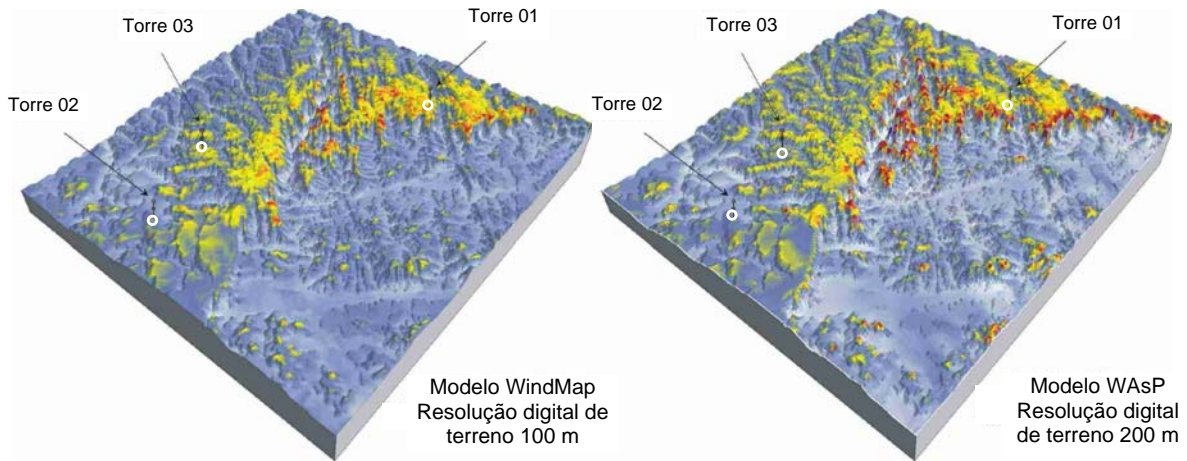


FIGURA 3: Modelo Digital de Rugosidade e torres anemométricas.



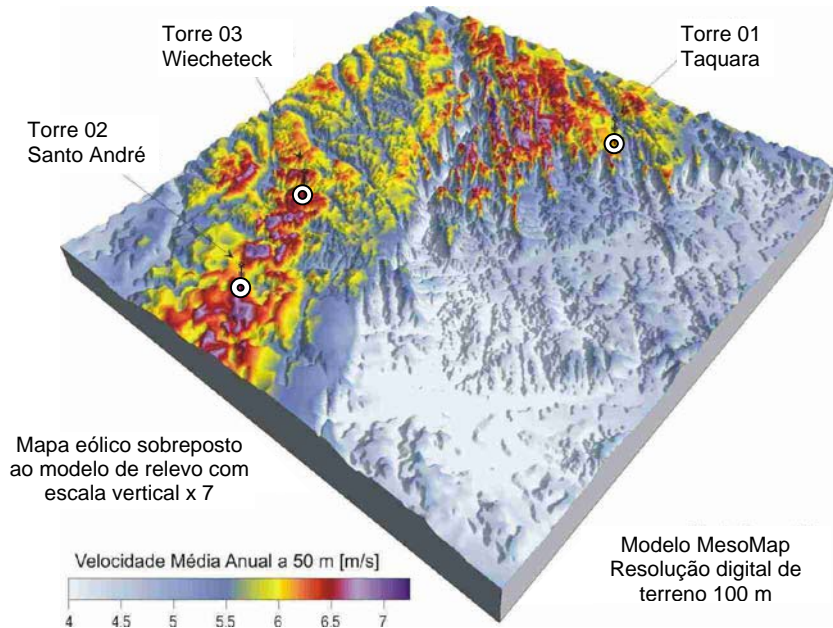


FIGURA 4: Mapeamento eólico da região de Castro-Tibagi: modelos WindMap, WAsP e MesoMap.

4.0 ANÁLISE DE INCERTEZAS

A avaliação das incertezas no cálculo da geração de energia é essencial para um planejamento bem fundamentado de usinas eólicas e permite aos investidores e instituições financeiras a avaliação dos riscos e oportunidades do projeto.

A incerteza da Produção Anual de Energia engloba as incertezas na velocidade do vento (incertezas de medição, extrapolação e climatológica) e a incerteza na curva de potência da turbina eólica, calculada durante os ensaios de certificação. Desse modo, devem ser analisados os limites de variação da velocidade do vento e da curva de potência com base nas suas respectivas margens de incerteza padrão, traçando-se os cenários mais extremos, de modo a abranger todo o envelope de variação da produção de energia do parque para um dado intervalo de confiança, conforme procedimento descrito na Versão Brasileira (ABNT/INMETRO) da Publicação *EA-4/02 Expression of the Uncertainty of Measurement in Calibration, da European Cooperation for Accreditation*. As incertezas devem ser apresentadas para diferentes níveis de confiança (probabilidade de abrangência).

A metodologia inclui uma análise abrangente da estimativa das incertezas na velocidade do vento e na geração de energia, bem como suas fontes mais relevantes:

- (a) calibração de anemômetros: verificação das condições e procedimentos aplicados ao teste, instalações, instrumentação e competência da instituição executora, além de credenciamentos, garantia de qualidade, rastreabilidade, avaliação de incertezas devido à instrumentação e à regressão linear, e não linearidades na calibração;
- (b) características dos anemômetros: sensibilidade vertical, resposta dinâmica e erro de sobre-velocidade;
- (c) instalações dos anemômetros, incluindo avaliação das influências da torre e braços de montagem;
- (d) variabilidade climatológica do regime de ventos, representatividade do período de medição, incertezas em correlações climatológicas e ajustes;
- (e) incertezas de sistema e instrumentação: resolução do anemômetro, erro devido ao armazenamento truncado de dados no datalogger;
- (f) incertezas na extrapolação vertical de velocidade de vento para altura do cubo do rotor;
- (g) incertezas na medição da curva de potência dos aerogeradores.

A partir da análise de incertezas, a geração de energia calculada deve ser apresentada para diferentes níveis de probabilidade ou confiança, ou seja, o valor de geração que é excedido com uma determinada probabilidade durante toda a vida útil da usina, permitindo a avaliação dos riscos do projeto.

5.0 AVALIAÇÃO ECONÔMICA DE PROJETOS EÓLICOS.

Foi desenvolvido um modelo detalhado de avaliação econômico-financeira, incluindo análises de custo-benefício e cálculo da taxa interna de retorno.

A avaliação econômica é baseada na previsão de geração de energia e dados financeiros do projeto, como custos de investimento para a aquisição de aerogeradores, custos de operação e manutenção, de infra-estrutura (por exemplo conexão à rede, estradas de acesso, fundações, etc), arrendamento da terra, descomissionamento, e outros, além das condições econômicas de tarifas de energia, tributos, taxa de juros, *spread* de agentes financeiros, capital próprio, etc.

Um exemplo detalhado de estudo de viabilidade técnico-econômica de usinas eólicas estará disponível no manual, incluindo *project-finance* e cálculo da taxa interna de retorno, sob o contexto econômico das tarifas para a energia eólica contempladas pelo PROINFA - Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia.

6.0 MANUAL DE AVALIAÇÃO DA VIABILIDADE DE PROJETOS EÓLICOS

As diretrizes das metodologias, análises e conclusões, constituirão um manual de avaliação de viabilidade técnico-econômica de projetos de usinas eólicas, que tem por objetivo servir de apoio ao emergente mercado brasileiro de energia eólica.

O manual descreve todas as frentes de trabalho e as fases envolvidas no desenvolvimento do projeto de uma usina eólica, desde a seleção e avaliação de áreas promissoras, até a desmontagem das turbinas e recuperação do terreno (descomissionamento). Apresenta também os princípios de um programa de análise de recursos eólicos, descrevendo as estratégias e ações para realizar um programa bem sucedido de medição de vento, incluindo a escolha dos equipamentos de medição, o tratamento, análise e validação dos dados, otimização e *micrositing* de turbinas eólicas, cálculos de geração de energia e os mais recentes avanços na modelagem numérica de potenciais eólicos, bem como as principais precauções na construção, operação, estudos de impactos sociais e ambientais, tais como estudos de impacto ambiental na avifauna, ruído e sombreamento (*shadow flicker*), e licenciamento de usinas eólicas. Também é apresentado um modelo detalhado para determinar a viabilidade econômica e análise de riscos de projetos de usinas eólicas.

O manual está sendo desenvolvido no âmbito do programa de Pesquisa e Desenvolvimento da COPEL e será lançado no mercado brasileiro no ano que vem.

7.0 CONCLUSÃO

Durante o desenvolvimento da metodologia para auxiliar na avaliação da viabilidade técnica e econômica de projetos de usinas eólicas, comprovou-se que a identificação das áreas promissoras e a definição dos locais de instalação de torres de medição de vento têm um papel bastante importante no projeto da futura usina eólica. A simulação do recurso eólico no terreno complexo de Castro-Tibagi, utilizando um modelo de mesoescala, apresentou resultados significativamente diferentes dos modelos tradicionais de camada-limite. Os modelos tradicionais (WAsP e WindMap) indicaram como melhores os pontos mais altos do terreno, enquanto o modelo de mesoescala indicou que as maiores velocidades médias de vento se encontram – no caso da área em estudo - à distância da ordem de quilômetros a jusante dos pontos mais altos. O resultado do modelo de mesoescala foi confirmado e validado pelas medições realizadas. Como consequência, a escolha da área de usina baseada no modelo de mesoescala resulta em uma produção de energia até 33% superior à que seria obtida por modelos tradicionais, o que constitui um resultado bastante importante do presente projeto.

Foi levantada a cadeia de incertezas associadas às diversas fontes de erro envolvidas no processo de medição, correlações climatológicas e previsão de geração de energia. Também foi detalhado um modelo de análise econômico-financeira baseado nas premissas do contexto econômico do setor no Brasil. As diretrizes desta metodologia, que possibilitam o projeto básico de usinas eólicas, juntamente com as análises e conclusões, farão parte de um manual de referência para projetos eólicos no Brasil.

8.0 REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- (1) Amarante, O. A. C. do, Schultz, D. J., "Wind Energy Resource Map of the State of Paraná", Brazil. Dewi Magazin, Germany, n.15, p. 70-75, Aug.1999.
- (2) International Energy Agency - IEA Recommended Practices for Wind Turbine Testing and Evaluation, Part 11 Wind Speed Measurement and Use of Cup Anemometry, 1. Edition 1999
- (3) Network of European Measuring Institutes - MEASNET Cup Anemometer Calibration Procedure, 1. Ed. 1997
- (4) German Wind Energy Institute - DEWI Curso sobre Técnicas de Medição de Vento e Utilização do Programa Computacional Wasp, 2000
- (5) American Wind Energy Association - AWEA Standard Performance Testing of Wind Energy Conversion Systems, AWEA 1.1, 1988
- (6) ABNT, INMETRO Expressão da Incerteza de Medição na Calibração, Primeira edição brasileira em língua portuguesa do EA-4/02, Rio de Janeiro, 1999
- (7) National Renewable Energy Laboratory - NREL Wind Resource Assessment handbook, June 1996.
- (8) M. Strack, W. Winkler, DEWI, Analysis of Uncertainties in Energy Yield Calculation of Wind Farm Projects, DEWI Magazine No 22, February 2003.
- (9) J. P. Molly, DEWI, MEASNET - Quality More and More Important, DEWI Magazine No 23, August 2003.
- (10) B. M. Pedersen, M. Brinch, O. Fabian, Some Experimental Investigations on the Influence of the Mounting Arrangements on the Accuracy of Cup-Anemometer Measurements, Wind Energy Technology and Implementation, Proceedings of Amsterdam European Wind Energy Conference EWEC 1991.
- (11) IEC, International Electrotechnical Commission, IEC System for Conformity Testing and Certification of Wind Turbines, Rules and Procedures. <http://www.iec.ch>