



XXIV SNPTEE
SEMINÁRIO NACIONAL DE PRODUÇÃO E
TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

CB/GEC/22

GRUPO – XVI

GRUPO DE ESTUDO DE ASPECTOS EMPRESARIAIS E DE GESTÃO CORPORATIVA - GEC

**ESTIMATIVA DO ERRO NA VIABILIDADE DE UM PARQUE EÓLICO AO UTILIZAR DADOS DO ATLAS EÓLICO
BRASILEIRO**

Eduardo Hahn de Castro(*)
UFPR

Gustavo Neitzke
UFPR

Henrique Hideki Miyawaki
UFPR

Alexandre Guetter
UFPR

RESUMO

As fontes renováveis de energia estão cada vez mais diversificadas, dentre elas podemos citar a geração através da eólica, solar, fotovoltaica e biomassa. Com a crescente expansão da fonte eólica, e a escassa disponibilidade de dados anemométricos para a prospecção de novos parques eólicos, esse artigo tem o objetivo de interpretar os dados de vento públicos e através de modelos econômico-financeiros e estimar qual seria o impacto na viabilização de possíveis parques eólicos, devido ao erro inerente à metodologia e à representação do atlas eólico. A conclusão mostra a viabilidade ou inviabilidade dos parques propostos, analisando possíveis Taxas Internas de Retorno (TIR).

PALAVRAS-CHAVE

Energia eólica, Viabilidade, Atlas Eólico, Erro, Potencial Eólico

(*) DHS/UFPR, Centro Politécnico – sala PH 14 - Bloco V – CEP 81.530-090 Curitiba, PR, – Brasil

Tel: (+55 41) 99912-5834 — Email: eduardohahncastro@gmail.com

1.0 - INTRODUÇÃO

A parcela da fonte eólica na capacidade instalada do Setor Elétrico Brasileiro (SEB) está em constante ascensão, com uma perspectiva de continuar crescendo em um ritmo igual, ou superior ao atual. Com a imensa extensão territorial que o Brasil possui e inúmeros pontos com excelente potencial eólico, torna-se mais complexa a decisão de onde instalar um possível parque eólico. O presente artigo visa entender e analisar os Atlas Eólicos existentes no Brasil, analisando regiões promissoras que incitem investimentos, entendendo sua viabilidade.

2.0 - METODOLOGIA

2.1 Fluxograma

O desenvolvimento do presente artigo se dará de maneira análoga à representada na Figura 01.



Figura 1 - Fluxograma proposto

Ressalta-se que o objetivo do trabalho não é a otimização de layout ou de turbinas do aerogerador, mas entender a caracterização e o comportamento dos ventos, e qual seria o potencial eólico, dado um certo aerogerador, e a receita estimada que esse parque eólico hipotético poderia produzir. Logo, todos os cenários são passíveis de otimização e readequação, conforme características locais ou de tomada de decisão por parte do empreendedor.

2.1.1 Área de Estudo

As áreas de estudo propostas, foram determinadas através de séries de dados adquiridas através do Projeto de P&D ANEEL PD-6491-0335/2014 – “Seleção Inteligente de Portfólios de Projetos Eólicos e de Pequenas Centrais Hidrelétricas”; que possui uma base de dados de 27 coordenadas localizadas em território Brasileiro. São dados de séries consistidas, provenientes do modelo climatológico do *The Weather Research and Forecasting (WRF)*, desenvolvido pelo *National Center for Atmospheric Research (NCAR)* e o *National Oceanic and Atmospheric Administration (NOAA)*, que possui mais de 6000 usuários registrados no mundo. As séries de dados são obtidas do modelo WRF com 3km de resolução, que obtém dados de 10 a 20 anos. O modelo informa séries horárias de velocidade do vento, direção, temperatura e pressão. Os dados do WRF utilizados são dados reanalisados com diversas bases de dados da superfície e modelos meteorológicos 3D. Os resultados de saída são reanalisados novamente, porém via projetos da *Climate Forecast System Reanalysis (CFSR)* e da *National Aeronautics and Space Administration (NASA)* (1). Esses dados consistidos são fornecidos pela empresa Vortex .

Como base para análise, foram analisados os dados dos 27 pontos e selecionados os que possuíam uma possível viabilidade, utilizando uma premissa de pré-viabilidade. Dos 27 pontos, foram escolhidos 5 para serem analisados detalhadamente e comparados com os dados disponíveis publicamente.

Tabela 1 – Coordenadas de pontos adotados

Estado	Coordenadas
Piauí	2.94° S, 41.71° W
Piauí	5.16° S, 35.97° W
Bahia	5.18° S, 40.96° W
Rio Grande do Norte	5.44° S, 36.01° W
Rio Grande do Norte	8.70° S, 41.35° W

2.1.2 Caracterização dos ventos segundo atlas eólico

As bases de dados públicas para o vento são escassas, sendo os diversos atlas eólicos a única fonte de informação de domínio público, que está representado através de mapa ilustrativo, exemplificado na Figura 2. O atlas eólico possui uma base de dados complementar, que diferente do atlas que exige uma leitura gráfica, é acessada através das coordenadas do ponto que deseja ser analisado (3). Já para a leitura gráfica, a extração de parâmetros no mapa ilustrativo para caracterização do vento é prejudicada pois são publicados em escalas de cor, e suas respectivas legendas possuem variação a cada 0,5 m/s quando analisadas as velocidades médias e 0,2 quando analisado o fator de forma da distribuição de Weibull. A Figura 02 ilustra como o Atlas Eólico da Bahia.

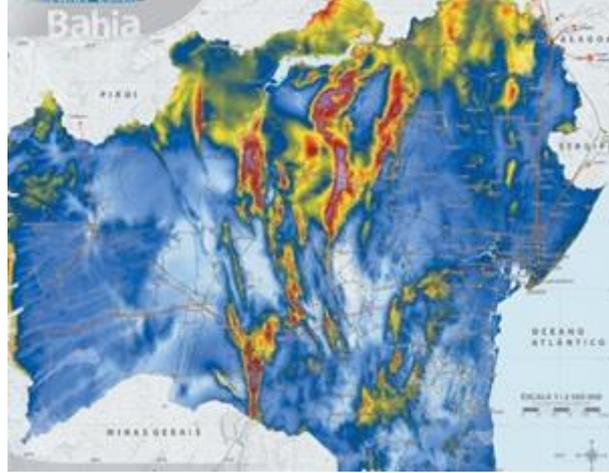


Figura 2 – Atlas Eólico da Bahia Fonte: (2)

Os parâmetros disponibilizados nas bases de dados são: velocidade média sazonal do vento em m/s, fatores de forma e escala da distribuição de Weibull, sazonalidade do vento consolidados a 50m de altura com resolução de 1km x 1km e rugosidade do terreno(3).

2.1.3 Aerogerador

Como objeto de estudo, e de modo a parametrizar o comparativo. Definiu-se como item de interesse os aerogeradores do fabricante Wobben modelo E-92 / 2.350, com eixo do rotor a 100 metros de altura, diâmetro do rotor de 92 m e 2,35 MW de potência nominal. A curva de potência está representada na Figura 03.

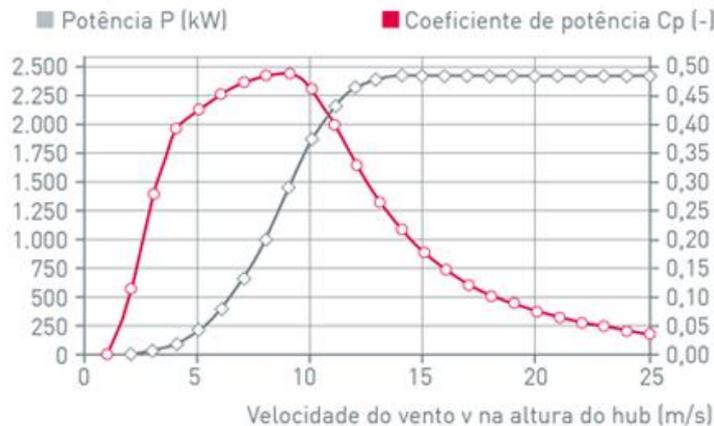


Figura 3 - Curva de potência do aerogerador

Fonte: (4)

A velocidade mínima do vento para que inicie a geração de energia é 3,0 ms⁻¹, com 14 ms⁻¹ atinge a potência nominal e a velocidade de desligamento ("cut-out") é de 28 ms⁻¹.

2.2 Parâmetros

2.2.1 Distribuição de Weibull

Dentre diversas distribuições estatísticas que têm sido sugeridas para descrever o regime de ventos, a distribuição de Weibull, é considerada como a mais adequada para tal aplicação (5). Esta distribuição apresenta dois parâmetros,

os fatores de escala (β , em m/s) e de forma (α , adimensional). Sua função densidade de probabilidade é representada matematicamente na Eq. 1:

$$f(V) = \frac{\alpha}{\beta} \left(\frac{V}{\beta}\right)^{\alpha-1} e^{-\left(\frac{V}{\beta}\right)^\alpha} \quad (1)$$

Onde:

$f(V)$: função densidade de probabilidade; α : fator de forma; β : fator de escala; V : velocidade do vento;

Segundo Hirata e Araújo (6) o Fator de Escala (β) é obtido a partir do Fator de Forma (α), da velocidade do vento médio anual usando a Eq. (2):

$$\bar{V} = \beta \Gamma\left(1 + \frac{1}{\alpha}\right) \quad (2)$$

Na qual a velocidade média dos ventos dada em m.s-1.

2.2.1 Coeficiente de Rugosidade

O modelo do Perfil Logarítmico é frequentemente utilizado para estimar a velocidade do vento em uma altura a partir de uma altura de referência. Pode-se determinar a velocidade de vento em uma determinada altura a partir de duas expressões de perfil logarítmico: uma para a altura de referência e outra para a altura desejada. Conforme expressa a Eq (3), torna-se mais precisa ao considerar a rugosidade em cada expressão logarítmica das alturas z e z_0 (7).

$$V(z) = V(Zr) \frac{\ln \frac{z}{z_0}}{\ln \frac{Zr}{z_0}} \quad (3)$$

Onde:

$V(Zr)$: Velocidade da altura de referência Zr ; $V(z)$: Velocidade na altura z ; Zr : Altura de referência; Z : Altura desejada, Z_0 : Altura de rugosidade local.

2.3 Análise Econômico-Financeira

2.3.1 EBITDA

Para Frezatti (8), EBITDA é um indicador a partir da demonstração de resultado da organização em que os juros, as despesas financeiras, o imposto de renda e a contribuição social, a depreciação e a amortização são expurgados e a pretensão é que se obtenha uma aproximação com o fluxo de caixa operacional.

2.3.2 CAPEX

Capex é a sigla para a expressão inglesa Capital Expenditure (em português, despesas de capital ou investimento em bens de capital). Segundo Bakke (9), o Capex é o montante de investimentos realizados em equipamentos e instalações de forma a manter a produção de um produto ou serviço ou para manter em funcionamento um negócio ou um determinado sistema.

2.3.3 OPEX

Segundo Ehrhardt (10), os custos operacionais, comumente chamados como OPEX (do inglês, Operations Expenditures) referem-se aos custos associados à manutenção dos equipamentos e gastos de consumíveis e despesas operacionais necessários à manutenção e funcionamento do negócio, incluindo-se despesas administrativas, entre outras.

2.3.4 Custo de Capital

Segundo Gitman(11), o custo de capital pode ser definido como a taxa de retorno que a empresa precisa obter sobre os seus projetos de investimentos, para manter o valor de mercado de suas ações.

2.3.5 Taxa interna de retorno

Segundo Gitman (11), a Taxa Interna de Retorno (TIR), é definida como a taxa de desconto que iguala o valor presente das entradas de caixa ao investimento inicial referente a um projeto. A TIR tem caráter de decisão em um projeto: quando seu valor é maior que o custo de capital, aceita-se o projeto e quando é menor, este é rejeitado. A taxa interna de retorno possui diversas aplicações práticas, mas para o caso em estudo ela pode representar um parâmetro de viabilidade do projeto, sendo assim necessita ser analisada em conjunto com várias outras variáveis e condicionantes como as taxas de juros, prazos de pagamento, e limitantes ou premissas impostas por órgãos ou bancos financiadores.

2.3.6 Taxa interna de retorno

Segundo Gitman (11), o Valor Presente Líquido (VPL) “refere-se ao retorno mínimo que deve ser obtido por um projeto, de forma a manter inalterado o valor da empresa”. Assim como a TIR, este também tem caráter de decisão de aceite de um projeto: quando o VPL é maior que zero, aceita-se o projeto e a empresa obterá um retorno maior

que seu custo de capital, aumentando o valor de mercado da corporação e a riqueza de seus proprietários, ao passo que se este for negativo, a proposta é rejeitada. (10).

2.3.7 Taxa de Desconto

Segundo Brealey (12), taxa de desconto é a taxa de juros usada para computar o valor presente de futuros fluxos de caixa. Tal taxa (k_e) é utilizada por planilhas eletrônicas para cálculo do Valor Presente Líquido (VPL) do investimento.

2.3.8 Período de Payback

De acordo com Gitman (11) “o período de payback é o período de tempo exato necessário para a empresa recuperar seu investimento inicial em um projeto, a partir das entradas de caixa”.

2.3.9 Fluxo de Caixa

Tofoli (13) afirma que o fluxo de caixa é um instrumento pelo qual são planejadas as entradas e as saídas de dinheiro do caixa da empresa. Funciona como uma agenda sofisticada onde são registrados todos os recebimentos esperados e pagamentos programados, num certo período.

2.3.10 Fluxo de Caixa Disponível da Empresa

O Fluxo de Caixa Disponível da Empresa (em inglês Free Cash Flow For The Firm - FCFF) é base para cálculo do valor do projeto e representa os recursos disponíveis para distribuição aos credores e acionistas da empresa.

2.3.11 Fluxo de Caixa Livre ao Acionista

O Fluxo de Caixa Livre ao Acionista (em inglês Free Cash Flow to Equity - FCFE) segundo Damodaran (14) é o fluxo de caixa existente após o pagamento de despesas operacionais e de quaisquer desembolsos de capital para manutenção da taxa de crescimento dos fluxos de caixa projetados.

2.4 Processos tarifários da ANEEL

2.4.1 Tarifa do uso do sistema de transmissão (TUST)

Segundo a ANEEL (15), o pagamento do uso do sistema de transmissão é feito por meio da aplicação das Tarifas de Uso do Sistema de Transmissão (TUST), conforme Resolução Normativa ANEEL nº 559/2013. Como parâmetros para cálculo da TUST, são utilizados como dados de entrada a configuração da rede, representada por suas linhas de transmissão, subestações, geração e carga e a Receita Anual Permitida (RAP), isto é, a remuneração que as transmissoras recebem para disponibilizar o sistema ao Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) e prestar o serviço público de transmissão aos usuários. Seu valor, para as transmissoras decorrentes de licitação, é aquele obtido como resultado do leilão de transmissão e é pago às transmissoras a partir da entrada em operação comercial de suas instalações, com revisão a cada cinco anos, nos termos dos contratos de concessão.

2.4.2 Taxa de fiscalização dos serviços de energia elétrica

Segundo a Agência Nacional de Energia Elétrica, a Taxa de fiscalização dos serviços de energia elétrica (TFSEE), constitui receita para custeio da mesma. Esta é anual, diferenciada em função da modalidade e proporcional ao porte do serviço concedido.

2.4.3 Convenção de Comercialização de Energia Elétrica

Segundo a ANEEL, a Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, autoriza a criação da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), pessoa jurídica de direito privado, sem fins lucrativos, sob autorização do Poder Concedente e regulação e fiscalização pela ANEEL, com a finalidade de viabilizar a comercialização de energia elétrica entre concessionários, permissionários e autorizados de serviços e instalações de energia elétrica, bem como desses com seus consumidores, no Sistema Interligado Nacional (SIN), mediante contratação regulada ou livre, nos termos da Lei e do seu regulamento. Além disso, cabe aos agentes da CCEE efetuar o recolhimento das contribuições e emolumentos relativos ao funcionamento da mesma.

2.4.4 Processo Tarifário da ONS

Segundo o ONS, é atribuição deste a contratação e administração dos serviços de transmissão de energia elétrica e as respectivas condições de acesso. A contratação se dá através dos Contratos de Transmissão e Contratos de Conexão, dentre os quais existe o Contrato de Conexão do Sistema de Transmissão (CCT).

2.5 Impostos e Tributação

2.5.1 Programa de Integração Social

O Programa de Integração Social (PIS), foi instituído pela Lei Complementar nº 07/1970. Segundo a Caixa Econômica Federal, o programa buscava a integração do empregado do setor privado com o desenvolvimento da empresa e o pagamento é de responsabilidade da mesma. Através de depósitos efetuados pelas empresas na referida instituição bancária, os recursos seriam posteriormente repassados aos empregados (17).

2.5.2 Contribuição Social Sobre o Faturamento

A Contribuição Social Sobre o Faturamento (COFINS) foi instituída pela Lei Complementar nº 70/1991 e seus recursos são destinados ao custeio das áreas de saúde, previdência e assistência social.(17)

2.5.3 Imposto de Renda

O Artigo 43 do Código Tributário Nacional determina:

“O imposto, de competência da União, sobre a renda e proventos de qualquer natureza tem como fato gerador a aquisição de disponibilidade econômica ou jurídica: de renda, assim entendido o produto do capital, do trabalho ou da combinação de ambos; e de proventos de qualquer natureza, assim entendidos os acréscimos patrimoniais não compreendidos no inciso anterior.

2.6 Modelo Econômico Financeiro

A partir da estimativa da energia média anual gerada, pode-se estimar a receita média anual do empreendimento eólico. Os demais elementos do fluxo de caixa são os custos de implantação, operação e manutenção do projeto. A Figura 04 ilustra os principais componentes do fluxo de caixa, que são o CAPEX, e os movimentos de caixa operacionais que são as diferenças entre as receitas anuais e os respectivos custos de operação e manutenção e custos periódicos anuais.

Para estimar o CAPEX e o aerogerador proposto para o suposto parque eólico foram embasados por uma matéria publicada na Revista Valor Econômico no dia 17 de Fevereiro de 2017 (18).

Logo, o CAPEX adotado para os parques hipotéticos é de R\$ 6.718.924,97 por MW instalado, com a ressalva que o aerogerador adotado no presente estudo possui as mesmas especificações do citado na reportagem (18). Desse modo, embasado em um caso real exequível.

Com a energia média anual, estima-se a receita bruta. Para isso, se considerou a tarifa de energia igual ao valor contratado 8º Leilão de Energia de Reserva, realizado em Novembro de 2015, pelo valor de R\$ 206,48; e no qual a empresa citada por (18) negociou um contrato de longo prazo (19).

Assume-se a premissa de que 60% do CAPEX serão provenientes do BNDES, através de empréstimos para obras de infraestrutura, custando 7,5% de TJLP, 2,1% de taxa do BNDES e 2% de taxa do agente financeiro. O horizonte do modelo é de 20 anos, premissa do leilão de energia, e o prazo de amortização do empréstimo de 16 anos, prazo limite imposto pelo BNDES para parques eólicos.

3.0 - RESULTADOS

Assumindo todas as premissas adotadas, de modo a se comparar todos os cenários e respectivas bases de dados, foi arbitrado que a altura da nacelle possui 100 metros em relação ao solo. Foram extraídos os valores de fator de forma e escala referentes a função de Weibull da base de dados (3) e a altura de rugosidade para a mesma coordenada, através da leitura gráfica no Atlas Eólico Brasileiro. Assim foi possível corrigir os dados de velocidade média do vento de 50 metros para 100 metros de altura, de modo a padronizar e comparar os diferentes cenários. Os dados extraídos graficamente do Atlas foram estimados com base na sua legenda gráfica e os dados do modelo meteorológico foram tratados e analisados estatisticamente.

Com os parâmetros estatísticos determinados, estima-se a probabilidade de ocorrência de cada bloco de vento e subsequentemente interpola-se para coincidir com os intervalos da curva do aerogerador. Assim, podemos encontrar o fator de capacidade (FC) que representa a probabilidade de ocorrência durante toda a série, em outras palavras, a provável energia média gerada por determinado regime de ventos e o aerogerador escolhido.

Tabela 2 – FC em cada caso proposto

Coordenadas	Dados do modelo meteorológico			Atlas (Base de Dados)			Atlas (Leitura Gráfica)		
	FC	k	c	FC	k	c	FC	k	c
2,94° S 41,71° W	64,01%	4,59	10,10	56,24%	2,21	10,35	66 %	3	11,05
5,16° S 35,97° W	54,77%	5,23	9,19	56,17%	2,78	9,91	44,97%	4,2	8,5
5,18° S 40,96° W	53,78%	4	9,28	52,68%	2,07	10,14	57,72%	2,5	10,32
5,44° S 36,01° W	55,74%	5,24	9,27	51,63%	2,54%	9,75	41,96%	4,4	8,25
8,70° S 41,35° W	52,83%	2,93	9,45	58,23%	2,12	10,81	38,89%	3	8

Desse modo, podemos estimar a energia gerada durante um ano e por seguinte uma possível receita bruta. Para elaborar o modelo econômico financeiro, foram adotados os custos de O&M, encargos e taxas ponderados pela receita bruta, que estão representados na Tabela 03.

Tabela 03 – Custos de O&M e taxas

Despesa Operacional	Peso
O&M	8%
TUST	1,5%
TFSEE	0,25%
CCEE	0,25%
CCT	0,25%
Custos Periódicos*	10%

Com as respectivas receitas, foram calculadas as respectivas taxas de retorno para cada caso proposto, e as mesmas estão apresentadas na Tabela 4.

Tabela 4 – Taxas internas de retorno em cada caso proposto

Local	Vortex data		Atlas (Base de Dados)		Atlas (Leitura Gráfica)	
	FC	TIR	FC	TIR	FC	TIR
Parnaíba	64,01%	14,79%	56,24%	10,75%	66 %	15,97%
São João	54,77%	10,05%	56,17%	10,72%	44,97%	5,53%
Medonho	53,78%	9,58%	52,68%	9,06%	57,72%	11,48%
Mocambira	55,74%	10,51%	51,63%	8,57%	41,96%	4,16%
Afranio	52,83%	9,13%	58,23%	11,73%	38,89%	2,75%

É notório que os fatores de capacidade influenciam diretamente nas respectivas taxas internas de retorno (Figura 4), porém em poucos casos o projeto apresentou inviabilidade, ou seja, uma TIR menor que uma TMA (9,6%). Fica evidente, que em alguns pontos as estimativas de potencial divergiram de maneira grosseira, mostrando assim que principalmente a representação gráfica do atlas carece de uma acurácia maior. Uma estimativa acurada do FC minimiza os riscos de retorno financeiro do empreendimento, porém os dados fornecidos via atlas e sua base de dados não oferecem essa confiabilidade.

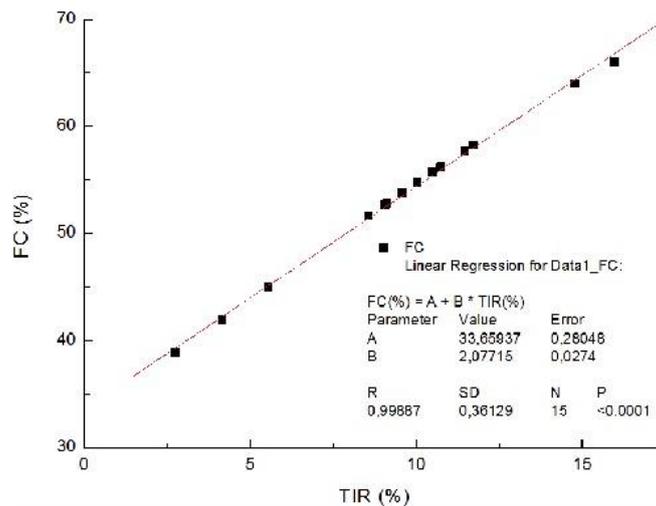


Figura 4 - FC x TIR

4.0 - CONCLUSÃO

Os dados públicos divulgados possuem relevância, mas não são determinísticos para a tomada de decisão; logo é notório a necessidade de dados estocásticos. Estados que possuem atlas eólicos próprios, com um maior nível de detalhe, potencial estimado em diferentes alturas e interpolação com dados reais de torres anemométricas; apresentaram um maior detalhamento e acurácia na extração de informações. Por isso, e por causa do grande horizonte de investimento de longo prazo para a fonte eólica, justifica-se os custos e esforços o aprimoramento das bases de dados de vento.

A prospecção de parques eólicos no Brasil é uma atividade cujo primeiro passo é uma estimativa com base no atlas eólico, e em seguida a instalação de torres anemométricas por um período de 3 anos, criando assim uma base de dados suficiente para que se decida pelo desenvolvimento de um projeto eólico ou a inviabilização do um possível empreendimento. Estes passos geram um alto custo associado à prospecção e um risco para o empreendedor relacionado à incerteza do potencial local. Esse artigo permitiu analisar e entender o erro que está presente nos dados e metodologias adotadas, de modo a complementar com mais informações a tomada de decisão.

Os autores agradecem à COPEL GeT pela gentileza na autorização concedida para uso dos dados utilizados nesse trabalho. Tais dados foram adquiridos no âmbito do projeto de Pesquisa e Desenvolvimento – ANEEL PD-6491-0335/2014 – “Seleção Inteligente de Portfólios de Projetos Eólicos e de Pequenas Centrais Hidrelétricas”.

5.0 - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- (1) VORTEX, **Series Report created for Lactec. 2015**
- (2) CAMARGO-SCHUBERT. **Atlas Eólico: Bahia**. Disponível em: http://www.cresesb.cepel.br/publicacoes/download/atlas_eolico/atlaseolicobahia2013.pdf>. Acesso em 22/03/2017.
- (3) CRESESB, **Potencial Eólico Brasileiro**. Disponível em: http://www.cresesb.cepel.br/index.php?section=atlas_eolico Acessado em 22/03/2017.
- (4) WOBLEN, **E-92/2.350 kW**. Disponível em: <http://www.wobben.com.br/produtos/produtos-no-brasil/e-92-2350-kw/> Acesso em 22/03/2017.
- (5) SEDEFIAN, L. **On the Vertical Extrapolation of Mean Wind Power Density**. Journal of Applied Meteorology, Vol. 19, 1980.
- (6) HIRATA, M.; ARAUJO, M. R. O. P. **Introdução ao Aproveitamento de Energia Eólica**. Rio de Janeiro, UFRJ, 2000.
- (7) DUTRA, R. M. **Viabilidade Técnico-Econômica da Energia Eólica face ao novo marco regulatório do Setor Elétrico Brasileiro**. 2001. 309 f. - Instituto Alberto Luiz Coimbra de Pós-Graduação e Pesquisa de Engenharia, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2001.
- (8) FREZATTI, F.; AGUIAR, A. B. EBITDA: Possíveis impactos sobre o gerenciamento das Empresas. **Revista Universo Contábil**. Blumenau: v.3, n. 3, 2007.
- (9) BAKKE, T. E.; WHITED, T. M. Which firms follow the market? An analysis of corporate investment decisions. **The Review of Financial Studies**, v. 23, n. 5, 2010.
- (10) EHRHARDT, M.; BRIGHAM, E. **Financial Management**. 13th ed. Mc Graw-Hill, 2010.
- (11) GITMAN, L. J. **Princípios de Administração Financeira**. 7.ed. São Paulo: Harbra, 2002.
- (12) BREALEY, R. A.; MYERS, S. C.; MARCUS, A. J. **Fundamentals of Corporate Finance**. 3rd ed. The McGraw-Hill Companies, Inc., 2001.
- (13) TÓFOLI, I. **Administração Financeira Empresarial: uma tratativa prática**. Campinas: Arte Brasil Editora, 2008.
- (14) DAMODARAN, A. **Avaliação de investimentos: ferramentas e técnicas para a determinação do valor de qualquer ativo**. 2.ed. Rio de Janeiro: Qualitymark, 2010.
- (15) ANEEL. **Transmissão**. Disponível em <<http://www.aneel.gov.br/area.cfm?idArea=97>>. Acesso em 18/09/2015
- (16) ANEEL. **Encargos**. Disponível em <<http://www.aneel.gov.br/area.cfm?idArea=527>>. Acesso em 20/09/2015.
- (17) BRASIL. **Lei complementar nº70**, de 30 de dezembro de 1991. Institui contribuição para financiamento da Seguridade Social, eleva a alíquota da contribuição social sobre o lucro das instituições financeiras e dá outras providências. Brasília, dez. 1991.
- (18) VALOR ECONÔMICO, **Eólica da Rio Energy recebe R\$ 850 milhões do BNDES**, 17/02/2017. Disponível em < <http://www.valor.com.br/empresas/4872680/eolica-da-rio-energy-recebe-r-850-milhoes-do-bndes>>. Acesso em 20/03/2017.
- (19) CCEE. **8º Leilão de Energia de Reserva marca deságio recorde na fonte solar, de 21,9%**. Disponível em <http://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/noticias-opiniao/noticias/noticialeitura?contentid=CCEE_359497&_afLoop=3050273753913457#%40%3Fcontentid%3DCC EE_359497%26_afrLoop%3D3050273753913457%26_adf.ctrl-state%3Dzob2660pf_274>. Acesso em 20/03/2017.

6.0 - DADOS BIOGRÁFICOS



Nome: Eduardo Hahn de Castro

Nascimento: Curitiba, 04/11/1991.

Graduação: Engenharia Civil – UFPR, Curitiba-Pr, 2016
/Pós-Graduação: Mestrando no Programa de Recursos Hídricos e Ambiental – UFPR; MBA do Setor Elétrico – FGV.

Revisor da Revista Brasileira de Energia, Área de atuação: Energias renováveis, viabilidade, projetos de geração, Planejamento Energético.



Nome: Alexandre Kolodynskie Guetter

Nascimento: Curitiba, 20/06/1957

Graduação: Engenharia Civil, UFPR, Curitiba - Pr, 1978/
Pós-Graduação: PhD Civil and Environmental Engineering, The University of Iowa, Iowa City, IA, EUA, 1993.

Áreas de atuação: hidro meteorologia, hidrologia, estudos energéticos, eficiência energética, energia eólica, energia fotovoltaica.



Nome : Gustavo Henrique Neitzke

Nascimento: Curitiba, 24/01/1992

Graduação: Engenharia Civil – UFPR, Curitiba – PR, 2016.

Área de atuação: Construção predial



Nome: Henrique Hideki Miyawaki

Nascimento: Campo Grande, 01/03/1991

Graduação: :Engenharia Civil – UFPR, Curitiba-Pr, 2016.

Área de atuação: Seguros