

METODOLOGIAS DE ANÁLISE DE RISCO PARA AVALIAÇÃO FINANCEIRA DE
PROJETOS DE GERAÇÃO EÓLICA

Ana Claudia Nioac de Salles

TESE SUBMETIDA AO CORPO DOCENTE DA COORDENAÇÃO DOS
PROGRAMAS DE PÓS-GRADUAÇÃO DE ENGENHARIA DA UNIVERSIDADE
FEDERAL DO RIO DE JANEIRO COMO PARTE DOS REQUISITOS NECESSÁRIOS
PARA A OBTENÇÃO DO GRAU DE MESTRE EM PLANEJAMENTO ENERGÉTICO.

Aprovada por:

Prof. Luiz Fernando Loureiro Legey, Ph.D.

Dr. Albert Cordeiro Geber de Melo, D.Sc.

Dr. Lucio Guido Tapia Carpio, D.Sc.

Dra. Heloisa Teixeira Firmo, D.Sc.

RIO DE JANEIRO, RJ – BRASIL
MARÇO DE 2004

SALLES, ANA CLAUDIA NIOAC DE

Metodologias de Análise de Risco para
Avaliação Financeira de Projetos de Geração
Eólica [Rio de Janeiro] 2004

X, 83 p. 29,7 cm (COPPE/UFRJ, M.Sc.,
Planejamento Energético, 2004)

Tese – Universidade Federal do Rio de
Janeiro, COPPE

1. Metodologias de Análise de Risco
2. Geração de Séries Sintética
3. Geração de Energia Eólica

I. COPPE/UFRJ II. Título (série)

Aos meus pais, Maria Christina e Francisco.

AGRADECIMENTOS

Ao orientador e professor Luiz Fernando Loureiro Legey pela excelente orientação, extensa dedicação e conhecimentos transmitidos durante esta dissertação.

Ao orientador Albert Cordeiro Geber de Melo, pelos valiosos ensinamentos e elaboração das idéias dos procedimentos das metodologias desenvolvidas neste trabalho, contribuindo para a minha formação profissional.

Aos amigos do CEPEL, em particular, Marcelo Rubens do Amaral, que me ajudou a solucionar diversos obstáculos e pelas importantes esclarecimentos feitos a este trabalho. À Débora Jardins, Fábio Rodrigo Batista, José Francisco Pessanha, Luiz Guilherme Marzano, Marcia Kranen, Maria Luiza Lisboa, Pablo Motta e Rodrigo Torres pelas importantes colaborações, programações, sugestões e apoio no decorrer desta dissertação.

Aos companheiros do CEPEL, Luiz Carlos de Oliveira Costa, Antônio Leite de Sá e Ricardo Marques Dutra pelos esclarecimentos, discussões e sugestões, ao longo da elaboração deste trabalho.

Aos professores do PPE/COPPE/UFRJ, pelos ensinamentos no decorrer das aulas de mestrado. As minhas amigas e companheiras de estudo, Rachel Martins Henriques e Mariana Pereira pelo apoio e incentivo ao longo do curso e da execução deste estudo.

Ao CNPQ e ao CEPEL pelo apoio financeiro durante a elaboração deste trabalho.

Aos amigos que durante todo o tempo sempre torceram por mim.

Aos meus pais, Maria Christina e Francisco, e aos meus irmãos, Renata, Paulo, Marcos e Mariana, pelo incentivo, compreensão, paciência nesta etapa de minha vida e que sempre contribuíram para o sucesso deste trabalho.

Ao Rafael, pelo carinho, dedicação, companheirismo e revisão da dissertação.

À Deus pela iluminação e orientação ao longo da vida.

Resumo da Tese apresentada à COPPE/UFRJ como parte dos requisitos necessários para a obtenção do grau de Mestre em Ciências (M.Sc.)

METODOLOGIAS DE ANÁLISE DE RISCO PARA AVALIAÇÃO FINANCEIRA DE
PROJETOS DE GERAÇÃO EÓLICA

Ana Claudia Nioac de Salles

Março / 2004

Orientadores: Luiz Fernando Loureiro Legey
Albert Cordeiro Geber de Melo

Programa: Planejamento Energético

Este trabalho propõe a aplicação de duas metodologias de análise financeira de projetos de geração eólica que permitam a consideração explícita de incertezas associadas à velocidade do vento. A primeira baseia-se na Simulação de Monte Carlo (SMC) e a segunda no método de séries temporais de Box e Jenkins (B&J). Na SMC, são sorteados valores de velocidades de vento a partir da distribuição de frequência da série observada. O método B&J, que considera sazonalidade e tendência, assume que a estrutura de dependência da série observada de velocidade de vento é formada a partir da combinação dos modelos autoregressivo e média móvel. Estes conjuntos de valores amostrados constituem um cenário aleatório, para o qual é realizada uma análise financeira, obtendo-se assim, um conjunto de indicadores financeiros condicionados a este cenário. Diversos cenários são então gerados para se realizar a análise de risco financeiro, possibilitando o cálculo do valor esperado de indicadores financeiros, e.g., da Taxa Interna de Retorno (TIR) e do Valor Presente Líquido (VPL) do projeto, além de suas distribuições de probabilidade empírica. Outros indicadores de risco, tais como a probabilidade de não remuneração do investimento e o potencial de perda do investidor (*Value-at-Risk*), também podem ser obtidos. As metodologias propostas são então aplicadas para a geração de séries sintéticas de velocidade de vento, permitindo assim, a análise de risco financeiro do projeto de geração eólica de um determinado sítio no Brasil. Os resultados obtidos são comparados entre si, bem como com a análise determinística, tradicionalmente utilizada.

Abstract of Thesis presented to COPPE/UFRJ as a partial fulfillment of the requirements for the degree of Master of Science (M.Sc.)

RISK ANALYSIS METHODOLOGIES FOR FINANCIAL EVALUATION OF WIND
ENERGY POWER

Ana Claudia Nioac de Salles

March / 2004

Advisors: Luiz Fernando Loureiro Legey
Albert Cordeiro Geber de Melo

Department : Energy Planning

This work proposes the application of two methodologies for financial analysis of wind energy power plants, explicitly considering uncertainties associated to the wind speeds. The first one is based on Monte Carlo Simulation (MCS) while the second one, on the Box and Jenkins (B&J) approach of time series models. In MCS, random values of wind speeds are chosen from the frequency distribution of the observed series. The B&J method, which considers seasonality and tendency, assumes that the dependency structure of the observed wind speed series is generated by the combination of autoregressive and moving average models. The sample values obtained in either methodology constitutes a random scenario, for which a financial analysis is accomplished, so as to obtain a group of financial indicators related to this scenario. Several scenarios are generated for the risk analysis, with which it is possible to calculate the expected value of financial indicators, such as the Internal Rate of Return (IRR) and of the Net Present Value (NPV), besides their empirical probability distributions. Other financial risk indicators can also be obtained such as the probability of no financial return of the investment and the Value-at-Risk (VaR). These methodologies were then applied to generate synthetic sequences of wind speeds, in a specific site in Brazil, so that a financial risk analysis of a wind power project could be performed. The results obtained were compared amongst themselves, as well as with the deterministic analysis, traditionally used.

Sumário

SUMÁRIO.....	vii
LISTA DE FIGURAS.....	ix
LISTA DE TABELAS.....	xi
CAPÍTULO I INTRODUÇÃO	1
I.1 CONSIDERAÇÕES GERAIS	1
I.2 ESTRUTURA DA DISSERTAÇÃO.....	6
CAPÍTULO II ORIGEM E CARACTERÍSTICAS BÁSICAS DA GERAÇÃO EÓLICA.....	7
II.1 ORIGEM E DESENVOLVIMENTO DAS TURBINAS EÓLICAS.....	7
II.2 SITUAÇÃO DA ENERGIA EÓLICA E METAS PARA O FUTURO	10
II.2.1 <i>No Mundo</i>	10
II.2.2 <i>No Brasil</i>	14
II.3 CARACTERÍSTICAS BÁSICAS DA TECNOLOGIA	18
II.4 CÁLCULO DO POTENCIAL EÓLICO	20
II.5 CURVA DE POTÊNCIA.....	22
II.6 ENERGIA EÓLICA E MEIO AMBIENTE.....	25
II.7 CUSTO DA ENERGIA EÓLICA.....	28
II.8 ESTADO DA ARTE	31
CAPÍTULO III ANÁLISE DE VIABILIDADE E RISCO FINANCEIRO DE PROJETOS DE GERAÇÃO EÓLICA	37
III.1 CONSIDERAÇÕES GERAIS	37
III.2 MÉTODOS PARA ANÁLISE DE VIABILIDADE FINANCEIRA	37
III.2.1 <i>Análise de Sensibilidade</i>	39
III.2.2 <i>Análise de Cenários</i>	40
III.2.3 <i>Análise de Risco</i>	40

III.3	CARACTERÍSTICAS BÁSICAS DA ANÁLISE FINANCEIRA.....	42
III.3.1	<i>Dados Principais</i>	42
III.3.2	<i>Principais Indicadores Financeiros</i>	43
CAPÍTULO IV MÉTODOS ESTOCÁSTICOS PARA GERAÇÃO DE CENÁRIOS.		45
IV.1	CONSIDERAÇÕES GERAIS	45
IV.2	SIMULAÇÃO DE MONTE CARLO – SMC.....	46
IV.3	SÉRIES TEMPORAIS: MODELO AUTOREGRESSIVO E MÉDIA MÓVEL (ARMA)	47
IV.3.1	<i>Classe de Modelos de Série Temporal</i>	48
IV.3.2	<i>Condições de Estacionariedade e Inversibilidade dos Modelos ARMA(p,q)</i>	52
IV.3.3	<i>Implementação da Metodologia Box&Jenkins</i>	54
CAPÍTULO V METODOLOGIAS PROPOSTAS E APLICAÇÃO PARA ANÁLISE FINANCEIRA.....		56
V.1	CONSIDERAÇÕES GERAIS	56
V.2	ANÁLISE FINANCEIRA: ESTUDO DE CASO.....	58
V.3	ANÁLISE DETERMINÍSTICA	59
V.4	ANÁLISE DE SENSIBILIDADE.....	60
V.5	GERAÇÃO DE SÉRIE SINTÉTICAS.....	61
V.5.1	<i>Simulação de Monte Carlo</i>	63
A)	<i>Distribuição de Weibull</i>	63
B)	<i>Distribuição Empírica de Probabilidade</i>	64
V.5.2	<i>Box&Jenkins</i>	67
V.5.3	<i>Comparação dos Resultados</i>	72
V.6	ANÁLISE DE RISCO	72
CAPÍTULO VI CONCLUSÃO.....		76
VI.1	CONSIDERAÇÕES GERAIS	76
VI.2	SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS.....	79
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS		80

Lista de Figuras

Figura II-1 – Geração de Energia Mundial em 1985.....	11
Figura II-2 – Capacidade Instalada Acumulada de Energia Eólica no Mundo e na União Européia.....	12
Figura II-3 – Capacidade Instalada Anual de Energia Eólica no Mundo e na União Européia.....	12
Figura II-4 – Projetos Eólicos Autorizados pela ANEEL – Resumo por Estado	15
Figura II-5 – Projetos Eólicos Autorizados pela ANEEL – Resumo por Região	15
Figura II-6 – Componentes da Turbina Eólica	19
Figura II-7 – Diagrama do Potencial Eólico	20
Figura II-8 – Curva de Potência do Aerogerador.....	22
Figura III-1 - Fluxograma da Análise de Risco	42
Figura IV-1 – Modelagem Estocástica da Simulação de Monte Carlo	46
Figura IV-2 - Fluxo teórico da modelagem de Box & Jenkins.....	49
Figura IV-3 - Ciclo iterativo de Box & Jenkins	54
Figura V-1 – Etapas da Análise Determinística e de Risco Financeiro	58
Figura V-2 – Fator de Capacidade x Valor Presente Líquido	60
Figura V-3 - Histograma das Velocidades de Vento Diárias da Série Observada	62
Figura V-4 – Histograma das Potências Diárias da Série Observada.....	62
Figura V-5 – Função de Densidade de Probabilidade da Weibull.....	64
Figura V-6 – Etapas da SMC.....	65
Figura V-7 – Histograma das 1.000 Séries Sintéticas de Potências Diárias – SMC	65
Figura V-8 - Histograma das 1.000 Séries Sintéticas de Potências Mensais– SMC....	66
Figura V-9 – Série Histórica Corrigida e Harmônica.....	68
Figura V-10 – Histograma das 1.000 Séries Sintéticas de Potências Diárias – B&J ...	70
Figura V-11 - Histograma das 1.000 Séries Sintéticas de Potências Mensais – B&J ..	71
Figura V-12 – Histograma dos VPLs (MR\$) – SMC	73
Figura V-13 – Histograma dos VPLs (MR\$) – B&J.....	73

Lista de Tabelas

Tabela II-1 – Desenvolvimento Tecnológico de Turbinas de Médio Porte	9
Tabela II-2 – Resumo das Metas para a Indústria de Geração Eólica para EU-15.....	13
Tabela II-3 – Coeficiente α para Diversos Tipos de Terreno.....	24
Tabela II-4 – Níveis de Poluição Sonora	26
Tabela II-5 – Ciclo de Emissão de Fontes Renováveis (g/kWh)	27
Tabela II-6 – Ciclo de Emissão de Fontes Convencionais na Inglaterra (g/kWh)	27
Tabela II-7 – Contribuição dos Custos dos Componentes do Sistema Eólico	28
Tabela II-8 – Status da Tecnologia da Energia Eólica.....	29
Tabela II-9 – Faixa de Valores de Custo Unitário de Investimento e Fator de Capacidade (US\$1 = R\$1,95).....	30
Tabela II-10 – Faixa de Valores para o Custo de Geração (US\$1 = R\$1,95)	30
Tabela II-11 – Panorama dos Modelos de Previsão de Curto Prazo	34
Tabela V-1 – Principais Premissas Adotadas.....	59
Tabela V-2 – Resultados da Análise Determinística	60
Tabela V-3 – 1.460 Potências Diárias Observadas (MW).....	62
Tabela V-4 – 7.200.000 Potências Diárias (MW)	66
Tabela V-5 – 240.000 Potências Mensais (MW)	66
Tabela V-6 – 7.200.000 Potências Diárias (MW)	70
Tabela V-7 – 240.000 Potências Mensais (MW)	71
Tabela V-8 – 1.000 Séries Sintéticas de Potências Diárias [MW].....	72
Tabela V-9 – Resultados da Análise de Risco	74

CAPÍTULO I

INTRODUÇÃO

I.1 CONSIDERAÇÕES GERAIS

No novo ambiente do Setor Elétrico Brasileiro¹, as decisões de investimento de um determinado projeto devem ser baseadas em uma análise de viabilidade econômico-financeira, como forma de instrumento de suporte ao planejamento do sistema; de gestão no estabelecimento de prioridades; ou, até mesmo, na determinação das rentabilidades inerentes a cada um dos participantes da estrutura de financiamento do projeto; e na concepção de um consórcio privado e/ou produtor independente de energia elétrica.

Nesse contexto, para que se proceda a análise de viabilidade e risco financeiro de projetos elétricos, é indispensável identificar precisamente quais são os principais parâmetros que influenciam a sua viabilidade, para que se possa mensurar os impactos no retorno financeiro.

Com relação à geração de energia eólica, a análise financeira de projetos também se faz necessária diante de diversos outros fatores, como por exemplo, a possível penetração dessa fonte na matriz energética brasileira, principalmente em regiões onde as velocidades de vento são expressivas. Como a potência é extremamente sensível à velocidade do vento, a sua variabilidade impacta significativamente nos indicadores financeiros do investimento. Diante disso, destaca-se a importância do desenvolvimento de metodologias de análise financeira de projetos de geração eólica que considerem as incertezas associadas à velocidade do vento.

¹ No dia 16 de março de 2004, as leis do novo modelo do setor elétrico foram sancionadas, sem vetos, pelo Presidente Lula. A Lei nº 10.848 estabelece as regras para a comercialização de energia e a Lei nº 10.847 cria a Empresa de Pesquisa Energética (EPE). Agora, está previsto para os próximos dias o início

Nesse sentido, a contribuição desta dissertação consiste na elaboração de duas metodologias de análise de risco financeiro de projetos de geração eólica que consideram essas incertezas. A primeira baseia-se na Simulação de Monte Carlo (SMC) e a segunda no método de séries temporais de Box e Jenkins (B&J). Na SMC, são sorteados valores de velocidades de vento a partir de sua distribuição empírica de probabilidade. O método B&J, que considera sazonalidade e tendência, assume que a estrutura de dependência da série observada de velocidade de vento é formada a partir da combinação de modelos autoregressivo e média móvel. Esses conjuntos de valores amostrados constituem um cenário aleatório, para o qual é realizada uma análise financeira, obtendo-se assim, um conjunto de indicadores financeiros condicionados a este cenário. Diversos cenários são então gerados para se realizar a análise de risco financeiro, possibilitando o cálculo do valor esperado de indicadores financeiros, e.g., da Taxa Interna de Retorno (TIR) e do Valor Presente Líquido (VPL) do projeto, além de suas distribuições empíricas de probabilidades. Outros indicadores de risco tais como a probabilidade de não remuneração do investimento e o valor a um dado risco (*Value-at-Risk*) também podem ser obtidos. As metodologias propostas são então aplicadas para a geração de séries sintéticas de velocidade de vento, permitindo assim, a análise de risco financeiro do projeto de geração eólica de um determinado sítio no Brasil. Os resultados obtidos são comparados entre si bem como com a análise determinística, tradicionalmente utilizada.

Além da possibilidade de inserção da fonte eólica no sistema elétrico brasileiro, outra principal motivação para elaboração deste trabalho deve-se ao crescimento significativo dos investimentos de projetos de geração eólica a nível mundial nos últimos anos. Assim, ao final de 2003, a capacidade instalada mundial atingia pouco mais de 37 GW, ou seja, 0,4% do consumo de energia elétrica, contra os 6,2 GW de 1996 e valores próximos a zero do início da década de 90. A potência instalada de empreendimentos eólicos de acordo com as Associações de Energia Eólica Européia e Americana atingia, na União Européia, cerca de 28 GW e nos Estados Unidos 6,3 GW. No ano de 2003 aproximadamente 7,5 GW foram instalados, com destaque para o crescimento do parque eólico alemão, de 2,6 GW (EWEA, 2004).

No Brasil, embora a capacidade instalada seja de apenas 22 MW, espera-se que a tecnologia tenha um elevado crescimento nos próximos anos. O Ministério de Minas e

da segunda etapa, o detalhamento das regras da regulamentação do setor, com a publicação de decretos e portarias do Poder Executivo e resoluções da Aneel.

Energia (MME) e a ELETROBRÁS, por meio do CEPEL/CRESESB, lançaram o Atlas do Potencial Eólico Brasileiro, onde estão registradas informações relativas aos ventos brasileiros para auxiliar os investidores na identificação de locais mais promissores para os aproveitamentos eólico-elétricos. Com base no Atlas, verifica-se que existe no Brasil um potencial bastante expressivo para geração de energia a partir dos ventos. Em particular, destaca-se o potencial do litoral das regiões Norte e Nordeste e litoral e interior do Rio Grande do Sul.

Não obstante, cabe destacar que a taxa de crescimento do consumo de energia elétrica no Brasil é historicamente elevada, acima dos 5% anuais. Previsões feitas pelo Comitê Coordenador de Planejamento da Expansão do Setor Elétrico – CCPE/MME (CCPE, 2002), indicam um crescimento médio anual de 6% ao ano, para o próximo decênio. Isto significa que para os próximos anos, a penetração de fontes alternativas de energia (FAE) no Brasil poderá se dar de forma complementar à expansão da capacidade por meio de fontes convencionais de energia, incluindo-se nesse último tipo as usinas hidrelétricas de médio e grande porte, que também podem ser considerados como fontes renováveis de energia.

Até pouco tempo, o custo unitário de geração mais elevado e a maior percepção de risco inibiam os investimentos espontâneos dos empreendedores na geração elétrica através de fontes renováveis – Biomassa, Pequenas Centrais Hidroelétricas (PCHs) e, notadamente, Eólica e Solar.

No entanto, ao longo desses últimos anos, diversos fatores contribuíram para a redução do custo unitário da energia eólica. Dentre os fatores mais importantes podem ser citados o avanço tecnológico e o aumento de investimentos - proporcionando ganhos de escala na fabricação dos equipamentos; a crescente preocupação com o meio ambiente, pressão contrária da sociedade com relação às fontes convencionais; e, principalmente, as políticas governamentais de incentivos à geração de energia elétrica e ao desenvolvimento da tecnologia.

Dentre as diversas ações que vem sendo tomadas por parte de organismos governamentais para fomentar essa tecnologia destacam-se os incentivos via preço, com estabelecimento de valores de energia para repasse aos custos das distribuidoras (*pass through*); a obrigatoriedade de percentual mínimo de compras de energia proveniente de geradores eólicos; e incentivos fiscais para a compra dos equipamentos.

Nota-se ainda, a nível mundial, o interesse de organismos de fomento no financiamento dos equipamentos em condições mais atrativas aos países em desenvolvimento (LEE, 1998), além de estratégias de diversificação de fontes energéticas e de marketing institucional de grandes empresas de energia (petróleo e gás).

Além disso, o incentivo ao uso de fontes alternativas representa compromissos do governo em acordos internacionais de substituição progressiva de combustíveis fósseis, redução de CO₂ e outros itens ligados à questão ambiental.

Uma das maiores vantagens da geração de energia eólica, assim como de outras fontes alternativas, é a contribuição para redução dos impactos sociais e ambientais – principalmente com relação à emissão de gases do efeito estufa² (GEE). Além disso, é uma fonte energética inesgotável a custo zero.

A expectativa e a pressão para que a Rússia ou os Estados Unidos ratifique o Protocolo de Kyoto, estimulam os meios alternativos que reduzam as emissões dos GEEs ou a presença de CO₂ na atmosfera. O Artigo 12 do Protocolo instituiu um mecanismo de cooperação entre os países desenvolvidos e em desenvolvimento, o Mecanismo de Desenvolvimento Limpo (MDL). No MDL, o objetivo do cumprimento das metas de redução dos GEE por parte dos países desenvolvidos é alcançado a partir da implementação de projetos de desenvolvimento sustentável nos países em desenvolvimento. Os investimentos nesses projetos resultarão em Certificados de Emissões Reduzidas (CERs)³, quantificados a partir do montante reduzido na emissão de dióxido de carbono ou do aumento da remoção de CO₂, com base nos investimentos em recursos renováveis, reflorestamento, florestamento ou preservação das reservas florestais já existentes. Os CERs, obtidos entre 2000 e 2008, poderão ser usados no cumprimento das metas acertadas pelo Protocolo para o primeiro período do compromisso (2008-2012) (MUYLAERT *et al.*, 2001).

Assim, possivelmente, a energia eólica se tornará ainda mais competitiva quando os recursos financeiros dos “mercados de carbono”, onde são negociados os CERs, forem mais expressivos. Diante dessa possível consideração de contratos de CERs, a

² Gases causadores do efeito estufa: dióxido de carbono (CO₂), metano (CH₄), óxido nitroso (N₂O), hexafluoreto de enxofre (SF₆), hidrofluorcarbonos (HFCs) e perfluorcarbonos (PFCs).

³ Medido em tonelada métrica de dióxido de carbono equivalente conforme o Potencial de Aquecimento Global (GPW, em inglês).

análise financeira de projetos de geração eólica deverá apresentar um incremento no Valor Presente Líquido (VPL) e na Taxa Interna de Retorno (TIR) desses projetos.

Adicionalmente, a geração eólica também apresenta como vantagens uma maior modularidade na potência das turbinas (de 0,6 a 1,5 MW de capacidade) aliada ao prazo reduzido de instalação (6 a 12 meses), assim como a complementaridade entre a curva de capacidade horo-sazonal de uma usina eólica e a curva de carga de algumas concessionárias (caso da Califórnia). No caso do Sistema Elétrico Brasileiro, constatou-se, em algumas regiões, a ocorrência de complementaridade sazonal entre a geração de energia elétrica a partir dos sistemas eólicos e hidrelétricos (AMARANTE, 2001).

Além dessas questões, tem-se que a energia elétrica é um insumo básico para o desenvolvimento econômico e social de um país. Nas fontes alternativas, além de critérios econômicos e das regras de mercado, entram em pauta necessidades, interesses e diretrizes de desenvolvimento de novas tecnologias, bem como a percepção da energia como um bem comum, cuja universalização de acesso e garantia de continuidade constitui fator estratégico de desenvolvimento e de inclusão social. Assim, as fontes alternativas de energia podem contribuir para atender às comunidades carentes de eletricidade e ao elevado crescimento mundial do consumo de energia elétrica.

Apesar da redução do custo unitário nos últimos anos, alguns problemas ainda persistem obstando os investimentos em projetos de energia eólica. Ao conectar a usina eólica à rede elétrica de transmissão, é preciso verificar o fator de potência, a tensão *flicker*⁴ e a produção de harmônicos⁵ provocados pelas turbinas (GIPE, 1999), e, geralmente, os custos de investimentos ainda são maiores do que das usinas convencionais de petróleo e gás. Além disso, a presença de aerogeradores pode ameaçar os pássaros e provocar impacto sonoro e visual.

⁴ Rápidas alterações nas condições do vento podem gerar tensão *flicker*- ruído na rede elétrica. Embora a magnitude das suas variações seja relativamente pequena, ela ocorre a uma frequência que provoca incômodo nos olhos.

⁵ “Tensões ou correntes senoidais que possuem frequências que são múltiplas integrais de frequência de operação do sistema” (ALDABÓ, 2002).

I.2 ESTRUTURA DA DISSERTAÇÃO

O Capítulo II disserta sobre a origem e o desenvolvimento das turbinas eólicas, situa a energia eólica no contexto atual no mundo e no Brasil e apresenta as metas para o futuro. Além disso, descreve as características básicas da geração eólica, tais como o cálculo do potencial eólico, a curva de potência, os impactos ambientais e os custos da energia. Também é apresentado o estado da arte de modelos de previsão de velocidade de vento tanto de curto como de longo prazo.

O Capítulo III descreve o processo para análise de viabilidade e risco financeiro, apresentando os métodos de sensibilidade, de cenários e de risco, além das características básicas para uma análise financeira.

O Capítulo IV apresenta as teorias dos métodos estocásticos para geração de cenários aplicadas no trabalho: Simulação de Monte Carlo e Metodologia Box e Jenkins.

No Capítulo V são apresentados e discutidos os resultados obtidos a partir da implementação das metodologias desenvolvidas considerando a aleatoriedade da velocidade de vento.

O Capítulo VI contém conclusões referentes às metodologias propostas, bem como sugestões para trabalhos futuros.

CAPÍTULO II

ORIGEM E CARACTERÍSTICAS BÁSICAS DA GERAÇÃO EÓLICA

II.1 ORIGEM E DESENVOLVIMENTO DAS TURBINAS EÓLICAS

Não existe ao certo um registro de como foi aproveitada a força dos ventos pela primeira vez. Relatos contam que os egípcios foram os primeiros a aproveitar a energia dos ventos para movimentar barcos à vela no Nilo contra a correnteza (GIPE, 1995).

Acredita-se que os primeiros moinhos de vento surgiram no século VII, na Pérsia, com eixo vertical (pás giram horizontalmente) e diretamente conectado a pedras de moenda para moer grãos. Esses moinhos foram levados ao Oriente Médio e à Índia e adaptados para bombear água dos rios para o irrigar as terras (GRAHAM, 1999). O princípio básico de um moinho de vento funda-se no conceito de que a força do vento movimenta uma hélice, girando um eixo, que impulsiona uma bomba (geradora de eletricidade).

Na Europa, os primeiros moinhos surgiram no século XII quando os soldados vindos das Cruzadas trouxeram a novidade. Os moinhos, de eixo horizontal (turbina paralela ao solo), usavam um sistema de engrenagens que transmitia a energia gerada pelo giro do eixo para as máquinas do moinho.

Já no fim da Idade Média e no início da Idade Contemporânea, a energia eólica era muito utilizada pelos navegadores e, na Holanda, os moinhos de vento eram usados para a drenagem de terras (FORTUNA, 2004). No século XV, foi inventada a cúpula giratória dos moinhos, o que permitiu posicionar o eixo das pás na direção do vento,

contribuindo para aumentar a capacidade dos moinhos e revelando um progresso nos sistemas de dessecamento (COLLE *et al.*, 2000).

Porém, na revolução industrial no século XIX, reduziu-se o desenvolvimento dos moinhos uma vez que as principais fontes de energia motriz eram as máquinas a vapor, os motores de combustão interna, as grandes usinas de eletricidade e os combustíveis fósseis. No entanto, em meados do século XIX, nos EUA, foi inventado o moinho de pás múltiplas para bombeamento de águas. Esse sistema era muito utilizado em áreas rurais e em salinas.

Outras funções foram atribuídas aos moinhos de vento, tais como em serrarias e em prensas de grãos para a produção de azeite. Assim, os moinhos foram sendo aprimorados, possibilitando melhor aerodinâmica às pás e o desenvolvimento de freios hidráulicos para parar as hélices.

Em 1888, o americano Charles Brush (1849-1929), desenvolveu a primeira turbina eólica para geração de energia elétrica, para carregar um sistema de baterias. Era composta por um gerador de 12 kW, 144 pás de madeira e o diâmetro do rotor tinha 17 metros. Esse sistema de carregamento de baterias contribuiu muito para o progresso da tecnologia eólica. Em 1891, Poul la Cour (1846-1908) descobriu que quanto menor número de pás, mais rápidas as turbinas ficavam, e conseqüentemente, mais eficiente seria a geração de energia elétrica (ALDABÓ, 2002).

No final do século XIX, surgiram na Dinamarca as primeiras turbinas eólicas para geração de energia elétrica da Europa. Em 1929, foi instalada na França a primeira turbina de grande porte, que acabou sendo destruída por ventos de grande intensidade, assim como muitas outras naquela época. Atualmente, com o desenvolvimento dos materiais empregados na construção dos aerogeradores, esse problema foi completamente superado (*idem*).

Com a crise mundial do petróleo em 1970, principalmente os americanos e europeus tiveram que buscar fontes alternativas de energia, a fim de reduzir a dependência do petróleo e do carvão. Diante desse acontecimento, iniciou-se em escala comercial a utilização dos ventos para a geração de eletricidade, influenciada pelos conhecimentos da indústria aeronáutica que já há muito tempo conhecia a eficiência das turbinas impulsionadas pelo movimento das moléculas de ar (COLLE *et al.*, 2000).

Na década de 80, principalmente na Europa e nos EUA, os parques eólicos de grande escala e interligados diretamente à rede elétrica, começaram a competir com as fontes convencionais, devido aos avanços da aerodinâmica e ao progresso tecnológico de aparelhos eletrônicos. Na década de 1990, nos Estados Unidos e no Canadá, pequenas turbinas foram instaladas para atender propriedades rurais longe de centros urbanos (GIPE, 1995).

A Tabela II-1 apresenta a evolução das turbinas de médio porte em áreas onde elas conseguem extrair de 35 a 40% a energia contida nos ventos. Com o aumento do tamanho das turbinas, principalmente da área do rotor, a geração anual de energia em lugares com velocidade de vento média de 7 m/s, como na Califórnia e na costa da Dinamarca, cresceu de 150 MWh no início de 1980 para 1.500 MWh em meados de 1990 (idem).

Tabela II-1 – Desenvolvimento Tecnológico de Turbinas de Médio Porte

Período	Diâmetro do Rotor (m)	Área Varrida pelo Rotor (m²)	Capacidade Instalada (kW)	Energia nominal anual para velocidade de 7m/s (MWh)
Início - anos 80	12,5	125	50	150
Meados - anos 80	18	250	100	300
Final - anos 80	25	500	200	600
Início - anos 90	35	1.000	400	1.200
Meados - anos 90	40	1.250	500	1.500

Fonte: GIPE, 1995

Em 1992, no Brasil, o primeiro aerogerador de grande porte – potência nominal de 75 KW, 3 pás com 17 metros de diâmetro - foi instalado em Fernando de Noronha.

Atualmente, já existem na Alemanha aerogeradores de eixo horizontal com capacidade nominal de 1,6 MW e em fase de desenvolvimento de 2,0 MW (MUYLAERT *et al.*, 2001).

A principal desvantagem do eixo horizontal com relação ao eixo vertical deve-se ao fato de que a caixa de engrenagens e o gerador são montados no topo da torre da turbina, exigindo assim uma torre forte para sustentá-los. Além disso, dificultava a manutenção e o reparo da máquina e, para funcionarem bem, teriam de estar na direção do vento. Já o eixo vertical tem todos os seus componentes pesados no solo, possibilitando o uso de torres menos robustas e independentes da direção do vento (GRAHAM, 1999). Entretanto, o desgaste dos rotores verticais é muito maior que dos

horizontais, além de precisarem de uma área maior para a instalação, porque as pás giram horizontalmente e, conseqüentemente, maior deverá ser a distância entre as máquinas. Já os rotores de eixo horizontal, apresentam diversas variações tanto em seu desempenho como em seu custo. Existem diversos fatores que foram desenvolvidos para melhorar o desempenho das turbinas, tais como torres mais altas e de materiais mais leves, operação em diversas velocidades, sistema de controle de passo e uso de geradores diretamente ligados à rede elétrica, reduzindo, assim, o gasto com operação e manutenção, por não precisar da caixa de transmissão (MUYLEAERT *et al.*, 2001).

Geralmente as turbinas de eixo horizontal são as que geram eletricidade e podem ter de uma a três pás. Já as turbinas de eixo vertical, mais usadas para bombeamento de água e moagem de grãos, podem ter diversas pás (ALDABÓ, 2002).

Uma das grandes vantagens da energia provinda dos ventos deve-se ao fato da sua abundância na terra, além de ser considerada uma energia "limpa" e renovável (CBEE, 2004). No entanto, a sua principal desvantagem ainda é o elevado custo de instalação e o baixo fator de capacidade (25 - 45%), devido às grandes variações da velocidade de vento e às calmarias, quando comparada às fontes convencionais (40 - 80%) (ALDABÓ, 2002, TOLMASQUIM, 2003).

II.2 SITUAÇÃO DA ENERGIA EÓLICA E METAS PARA O FUTURO

II.2.1 No Mundo

Apesar de a crise do petróleo nos anos 70 ter incentivado a busca por energias alternativas, na década de 80, as fontes renováveis ainda eram muito incipientes. A Figura II-1 mostra a forte dependência mundial de carvão em meados dos anos 80 (ALDABÓ, 2002).

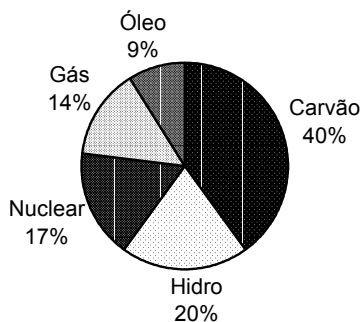


Figura II-1 – Geração de Energia Mundial em 1985

Fonte: United Nations Solar Energy Group for Environment and Development (UNSEGED) (1992)

Nos anos 90, com o aumento da conscientização ecológica e das políticas governamentais de incentivo ao desenvolvimento da tecnologia, começaram a aparecer, de fato, ações para combater a degradação do meio ambiente. Medidas foram tomadas, como o aumento de pesquisas e desenvolvimentos em fontes renováveis, redução de emissão do gás CFC⁶, entre outros.

Recentemente, o progresso de geração de energia elétrica a partir dos ventos tem sido impressionante. Em 2003, mais de 37.000 MW de potência já tinham sido instalados em cinquenta países, dos quais pouco mais de 28.000 MW localizavam-se na União Européia.

Ao final de 2003, a capacidade instalada de projetos de geração eólica na União Européia totalizava 28.542 MW, um aumento de 23% com relação a 2002, 23.159 MW. A Alemanha é o país com a maior potência instalada (14.609 MW). Em segundo lugar vem a Espanha (6.202 MW), em terceiro a Dinamarca (3.110 MW) e em quarto a Holanda (912 MW). Esses quatro países representam 87% da capacidade instalada da União Européia (EWEA, 2004).

No entanto, o segundo país no mundo que mais investe em energia eólica é os Estados Unidos, que registrou, ao final de janeiro de 2004, um total de 6.374 MW de potência instalada (AWEA, 2004). Outro país que merece destaque é a Índia com 2.117 MW de capacidade instalada ao final de dezembro de 2003 (CECL, 2004). As Figura II-2 e II-3 comparam a capacidade instalada acumulada e anual de energia eólica no mundo e na União Européia (EWEA, 2003).

⁶ Gás CFC: clorofluorcarbono.

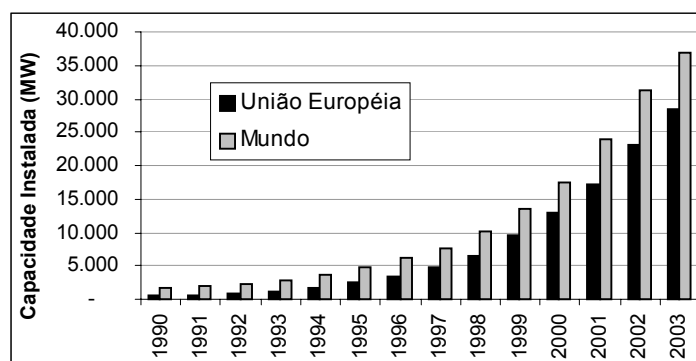


Figura II-2 – Capacidade Instalada Acumulada de Energia Eólica no Mundo e na União Européia

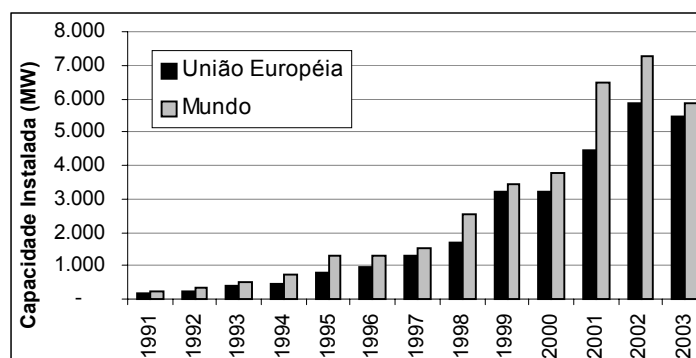


Figura II-3 – Capacidade Instalada Anual de Energia Eólica no Mundo e na União Européia

Fonte: EWEA, 2003

Nas condições atuais de alta emissão de gases do efeito estufa e crescente aquecimento global, faz-se necessário definir como uma medida prioritária a exploração de fontes renováveis de energia para proteger o meio ambiente e prover o desenvolvimento sustentável. Esses investimentos podem reduzir o impacto social e contribuir para atingir a meta estabelecida no Protocolo de Kyoto, acertado em 1997. Para a União Européia foi estabelecida uma redução de 8% (355,8 Mt CO₂) dos gases do efeito estufa entre 2008-2012, em comparação com o nível de emissão de 1990. No entanto, alguns pontos precisam ser definidos para que cresça o investimento em energias renováveis, tais como, o estabelecimento de metas de crescimento, o aumento dos financiamentos em pesquisa e desenvolvimento (P&D) e a definição de

regras para acelerar o crescimento do mercado de energias alternativas e políticas estáveis que dêem segurança ao investidor.

Diante dessas questões, a Associação de Energia Eólica Européia (EWEA, em inglês) estabeleceu, em outubro de 2003, novas metas para 15 países (EU-15), 75.000 MW em 2010, incluindo 10.000 MW no mar (*offshore*), e 180.000 MW em 2020, sendo que 70.000 MW *offshore*. Esses valores são 25% maiores do que o estabelecido em 2000 e quase 50% maiores que em 1997. Além disso, essas metas são conservadoras e atingíveis, uma vez que o mercado já tomou corpo e o progresso tecnológico continua. A Tabela II-2 resume as metas para EU-15:

Tabela II-2 – Resumo das Metas para a Indústria de Geração Eólica para EU-15

Resumo das Metas para 2010	Resumo das Metas para 2020
75.000 MW instalados, 10.000 MW <i>offshore</i>	180.000 MW instalados, 70.000 <i>offshore</i>
5,5% de geração de eletricidade da Europa	12,1% de geração de eletricidade da Europa
167 TWh de geração de eletricidade anual	425 TWh de geração de eletricidade anual
10,6% da capacidade total instalada na Europa	21% da capacidade total instalada na Europa

Fonte: EWEA, 2003

Dinamarca, Holanda e Alemanha, já começaram a investir em projetos *offshore* por sofrerem de falta de espaço em seus territórios. No mar, as principais vantagens são ventos maiores, menores turbulências, maior disponibilidade de espaço e o fato de que as torres podem ser menores devido à baixa rugosidade. No entanto, esses empreendimentos exigem custos adicionais para fundação marinha e gastos de conexão com a rede elétrica, além do acesso ser limitado para operação e manutenção (ALDABÓ, 2002).

Nos Estados Unidos, os desenvolvimentos em projetos *offshore* na costa leste visam aumentar os investimentos em energias “limpas”, seguras e inesgotáveis, em lugares onde o preço da energia elétrica é alto e existe poluição das plantas convencionais. As indústrias americanas prevêem, para 2020, que 6% da geração de eletricidade seja gerada a partir da energia eólica (AWEA, 2003).

Diversos países estão estabelecendo regras e leis, ou oferecendo subsídios para aumentar o percentual de investimentos de geração elétrica de energias alternativas. Nos Estados Unidos, por exemplo, o FERC (Federal Energy Regulatory Commission)

propôs uma drástica revisão na estrutura do mercado atacadista de energia elétrica buscando atender às sugestões da Associação de Energia Eólica Americana (AWEA, em inglês) com relação ao tratamento do preço de transmissão da energia eólica. Duas das regras propostas foram o aumento da capacidade efetiva da rede de transmissão já existente e agilizar o processo de conexão das linhas das concessionárias para novas gerações.

Atualmente, em diversos países, com o avanço tecnológico, ganhos de economia de escala e subsídios concedidos pelos governos, a energia eólica tem se tornado cada vez mais atrativa. Podem ser citados três motivos pelos quais as empresas de geração de energia elétrica estão investindo não somente em parques eólicos mas também em outros projetos de fontes alternativas (biomassa, PCH, solar e co-geração): (1) Recebimento de subsídios; (2) Marketing por estarem investindo em fontes renováveis visando o bem comum e contribuindo na preservação do meio ambiente; e (3) Porque são obrigadas pelo governo do seu país a contribuir na diversificação da matriz energética.

II.2.2 No Brasil

O Brasil apresenta condições de vento extremamente favoráveis ao desenvolvimento de fazendas eólicas. A instalação destes sistemas em sítios com elevados fatores de capacidade anualizados permitiria alcançar, em algumas situações, custos de geração próximos da competitividade. A complementaridade sazonal entre os regimes de vento e hidrológico, em especial no Nordeste, constitui-se em uma vantagem sistêmica a ser explorada.

Atualmente, a capacidade instalada no Brasil é de 22 MW e seus maiores parques estão instalados no Ceará - Taíba (5 MW) e Prainha (10 MW), primeiras usinas no mundo instaladas em dunas móveis. Os projetos eólicos atualmente em operação no Brasil, totalizam 22 MW. Este valor é cerca de 6 MW superior ao registrado no ano de 2001. No Brasil, embora só seja explorada uma porção mínima do seu potencial eólico, espera-se que a tecnologia tenha um elevado crescimento nos próximos anos. Cabe registrar que até julho de 2002 foram autorizados pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) projetos de energia eólica totalizando cerca de 5,6 GW, conforme ilustrado nas Figuras II-4 e II-5. Este valor é cerca de 2,6 GW superior ao registrado no ano de 2001 (CCPE, 2002).

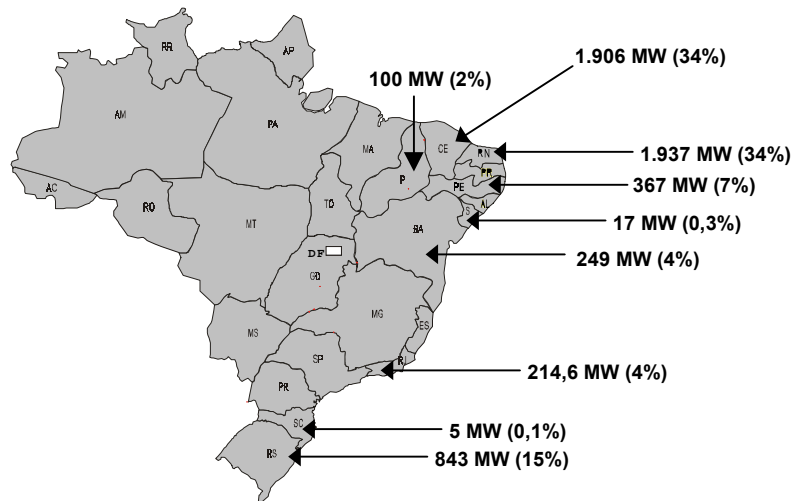


Figura II-4 – Projetos Eólicos Autorizados pela ANEEL – Resumo por Estado

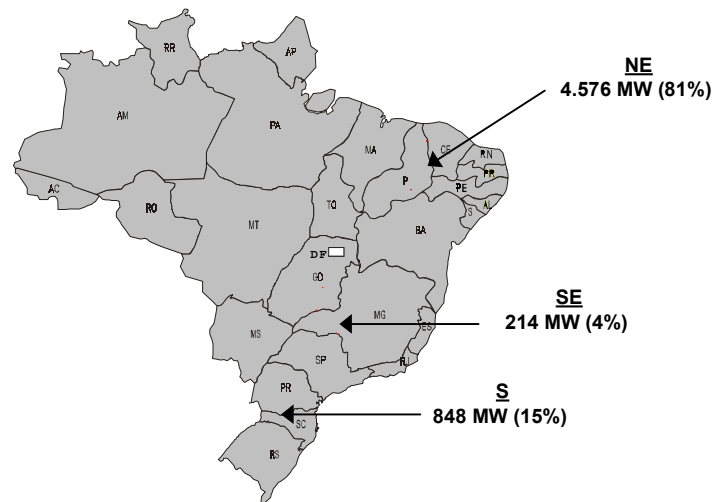


Figura II-5 – Projetos Eólicos Autorizados pela ANEEL – Resumo por Região

Fonte: CCPE, 2002

O Ministério de Minas e Energia (MME) e as Centrais Elétricas Brasileiras S.A - ELETROBRÁS, por meio de seu Centro de Pesquisa de Energia Elétrica (CEPEL) / Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio de Salvo Brito (CRESESB), lançaram o Atlas do Potencial Eólico Brasileiro, onde estão registradas informações relativas aos ventos brasileiros para auxiliar os investidores na identificação de locais mais promissores para aproveitamento eólico-elétrico. Com base no Atlas, verifica-se que existe no Brasil um potencial bastante expressivo para geração de energia a partir dos ventos. Em particular, destaca-se o potencial do litoral das regiões Norte e Nordeste e litoral e interior do Rio Grande do Sul.

Com o intuito de incentivar as fontes alternativas de energia, o Congresso Nacional aprovou, em 26 de abril de 2002, a Lei nº 10.438 visando o desenvolvimento de um mercado brasileiro exclusivo para as energias renováveis e assegurar o suporte legal necessário para uma ação estrutural.

O Artigo 3º da referida lei instituiu o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica - PROINFA, cujo objetivo é aumentar a participação da energia elétrica produzida por empreendimentos de Produtores Independentes Autônomos (PIAs) e Produtores Independentes de Energia (PIEs), concebido com base em fonte eólica, pequenas centrais hidrelétricas e biomassa, no Sistema Interligado Nacional (SIN).

No entanto, o PROINFA não poderia ser implementado sem os ajustes necessários para se enquadrar na nova política energética nacional. Por isso, foi feita a revisão da Lei nº 10.438 por meio da Lei nº 10.762, de 11 de novembro de 2003, para adequar o programa à nova política energética. O Programa PROINFA, ainda em fase de regulamentação pelo Ministério de Minas e Energia, é constituído por duas etapas.

Na primeira etapa está prevista a implantação de 3.300 MW de capacidade, em instalações de produção com início de funcionamento previsto para até 30 de dezembro de 2006. É assegurada a compra, pela ELETROBRÁS até 29 de abril de 2004, da energia a ser produzida pelas três fontes de energias alternativas, por um período de vinte anos, pelo valor econômico a ser divulgado pelo MME. A contratação deverá ser distribuída igualmente, em termos de capacidade instalada, considerando cada uma das fontes participantes do programa. O valor pago pela energia elétrica adquirida, os custos administrativos, financeiros e encargos tributários, incorridos pela ELETROBRÁS na contratação, serão rateados entre todas as classes de consumidores finais atendidas pelo SIN, proporcionalmente ao consumo individual verificado, após a exclusão da Subclasse Residencial Baixa Renda. A contratação das instalações far-se-á mediante Chamadas Públicas que ocorrerão em até 29 de abril de 2004 e em até 30 de outubro de 2004 – em caso de insuficiência de projetos habilitados - para conhecimento dos interessados, considerando, no conjunto de cada fonte específica, primeiramente os projetos que tiverem a Licença Ambiental de Instalação mais antiga. Nesta etapa, será admitida a participação direta de fabricantes de equipamentos de geração, sua controlada, coligada ou controladora na constituição do Produtor Independente Autônomo, desde que o índice de nacionalização dos

equipamentos seja de, no mínimo, 60% em valor. Cada estado poderá contratar até 20% de cada fonte, destinando 550 MW aos PIAs e 550 MW aos PIEs.

O processo de seleção de centrais eólicas, conforme estabelecido na Lei 10.762/03, se dará da seguinte forma:

Primeiro Passo - Serão ordenados por data os projetos que tenham Licença de Instalação (LI);

Segundo Passo - Serão selecionados empreendimentos com LI mais antiga obedecendo aos seguintes critérios: limite de 220 MW por estado, 550 MW destinados aos Produtores Independentes Autônomos (PIAs) e 550 MW aos Produtores Independentes de Energia (PIEs).

Terceiro Passo - Caso esse processo seja concluído, mas o total previsto de contratação ainda não tiver sido alcançado e ainda existirem projetos que já possuem LI, o restante será redistribuído entre os estados onde estes projetos estiverem localizados. Será aplicado o mesmo critério dando preferência às LIs mais antigas até que o total de contratação prevista seja completado.

A segunda etapa terá início após concluídos os objetivos da primeira fase. Assim, o MME definirá o montante de energia alternativa a ser contratada, considerando que o impacto desta contratação não poderá exceder 0,5% da tarifa de suprimento do Ambiente de Contratação Regulada - ACR em qualquer ano e que os acréscimos tarifários acumulados não poderão superar 5% desta.

Conforme apresentado pelo Plano Decenal do Comitê Coordenador do Planejamento da Expansão dos Sistemas Elétricos (CCPE, 2002) uma das principais variáveis na determinação do cronograma de expansão de fontes alternativas de energia (FAEs) é a projeção de consumo anual de energia elétrica, a qual, devido a Lei 10.438/02, extrapola o horizonte decenal. Assim, para a elaboração da penetração das FAEs na matriz energética brasileira, o Comitê Técnico para Expansão de Fontes Alternativas (CTFA) usou como base os cenários de consumo de energia elétrica, elaborados pelo Comitê Técnico para Estudos de Mercado (CTEM). Para o ano de 2012, o cenário de referência apontou a instalação de 246 MW de projetos eólicos, acumulando no total 2.315 MW de capacidade instalada entre os anos de 2003 a 2012.

Atualmente, com o aguardo da definição dos valores econômicos do PROINFA correspondentes a cada FAE a ser publicado pelo MME por Portaria Ministerial, e a conclusão da regulamentação do setor elétrico, com a publicação de decretos e portarias do Poder Executivo e resoluções da Aneel, detalhando as regras, novos planejamentos deverão ser refeitos para o ano de 2012.

II.3 CARACTERÍSTICAS BÁSICAS DA TECNOLOGIA

As diferenças de temperatura da terra, das águas, das planícies, das montanhas, das regiões equatoriais e dos pólos do planeta, e conseqüentemente, de pressão atmosférica, são as principais responsáveis pelos deslocamentos das massas de ar sobre a superfície terrestre. Os ventos migram das regiões onde a pressão é maior para as de menor pressão. Quando o ar aquece, sofre um processo de dilatação que o torna mais leve, elevando-se e sendo substituído por um ar mais frio. O ar que está em cima, por ser menos denso, origina uma pressão menor, enquanto o que está em baixo, mais denso, produz alta pressão.

A quantidade de energia contida no vento varia de acordo com as estações do ano e as horas do dia, além da topografia e a rugosidade do solo. A influência da rotação da terra na intensidade e direção dos ventos provoca o comportamento sazonal destes ao longo do ano.

Para extrair a energia disponível nos ventos, a turbina eólica com eixo horizontal foi baseada no princípio da aerodinâmica de uma turbina de avião, onde o vento passa pelas duas faces da hélice. Como o ar se desloca com maior velocidade na parte superior da hélice, com superfície mais extensa, do que na parte inferior, gera uma pressão maior sob o plano de sustentação, na parte inferior. Logo, essa diferença de pressão entre as duas superfícies provoca a elevação aerodinâmica (ALDABÓ, 2002). As hélices em movimento ativam um eixo que está ligado à caixa de engrenagens que aumentam a velocidade do eixo de rotação. Este eixo, conectado ao gerador, produz energia elétrica.

PRINCIPAIS COMPONENTES DE UM AEROGERADOR

Torre: Geralmente de estrutura tubular sustenta a nacelle e o rotor acima do solo para capturar melhor a energia contida nos ventos onde a rugosidade é menor.

Nacelle: Contém as principais componentes da turbina: caixa de engrenagens, controlador de freio e o gerador elétrico. Protege os componentes de elementos externos.

Pás do rotor: Captam o vento e convertem sua potência ao centro do rotor.

Rotor: Sistema de captação de energia cinética dos ventos a qual converte em energia mecânica no seu eixo (idem).

Transmissão: Transmite a energia mecânica do eixo do rotor para o gerador.

Gerador elétrico: Converte a energia mecânica em energia elétrica. Ou seja, converte o torque do giro do rotor em eletricidade. É uma bobina girando num campo magnético (GIPE, 1995).

Mecanismos de controle: Usam sensores para o bom funcionamento e a segurança do sistema para melhor aproveitar o vento (ALDABÓ, 2002).

Anemômetro: Mede a intensidade e a velocidade dos ventos, normalmente de 10 em 10 minutos.

A Figura II-6 mostra os principais componentes de uma turbina eólica.

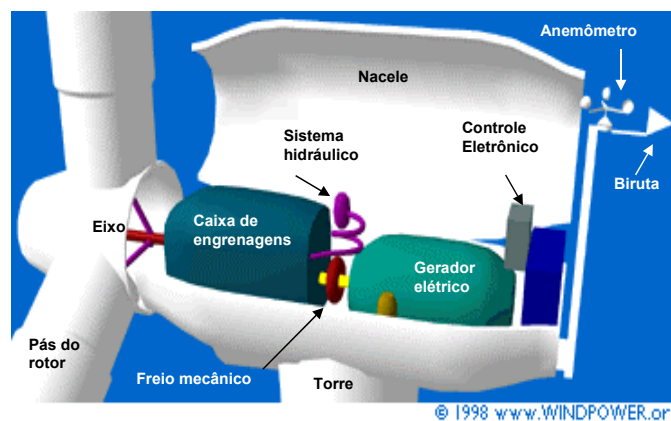


Figura II-6 – Componentes da Turbina Eólica

Fonte: Web site: WWW.WINDPOWER.ORG / 1998

II.4 CÁLCULO DO POTENCIAL EÓLICO

O potencial de energia elétrica produzida a partir da geração eólica é obtido através da energia cinética dos ventos, que é convertida em energia mecânica, a partir do processo que transforma a força do vento em um torque que age sobre as pás do rotor. Os geradores elétricos são os responsáveis pela conversão da energia mecânica em energia elétrica, que giram em torno de seu próprio eixo, induzindo assim, uma corrente elétrica em seus pólos (WINDPOWER, 2004). Logo, existem três estágios para transformar a energia cinética dos ventos em energia elétrica: rotor, transmissão que liga o rotor ao gerador e o gerador (GIPE, 1995). A quantidade de energia que os ventos transferem para o rotor depende da densidade do ar, da área varrida pelo rotor, do diâmetro das pás, do coeficiente de aerodinâmica e da sua velocidade. A Figura II-7 apresenta um resumo do potencial eólico.

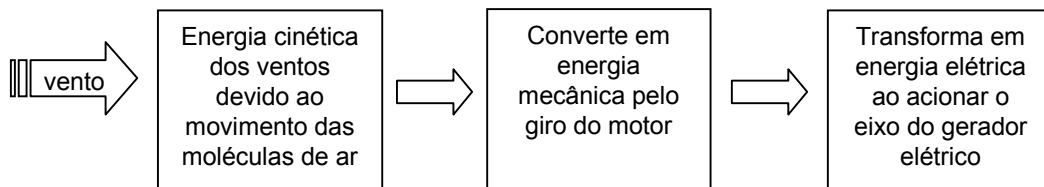


Figura II-7 – Diagrama do Potencial Eólico

Fonte: Elaboração própria

A formulação desenvolvida a seguir foi obtida em BERNSTEIN (2002), a energia cinética depende da densidade do ar (massa por volume) porque quanto mais denso for o ar, mais partículas movimentam a turbina do aerogerador. A quantidade de energia produzida pelos ventos é uma função da sua velocidade (v) e massa (m) que é dada pela equação de energia cinética da Lei de Newton:

$$E = \frac{1}{2}mv^2 \quad (II.1)$$

Como o cálculo da potência é obtido a partir da razão entre a energia e o tempo, a potência dos ventos é a energia cinética por unidade de tempo (t):

$$P = \frac{E}{t} = \frac{mv^2}{2t} \quad (II.2)$$

Como a densidade do ar é razão da massa pelo volume, o termo m/t pode ser chamado de taxa de fluxo de massa (\dot{m}). Por definição, essa taxa pode ser calculada multiplicando a densidade do ar (ρ) pela taxa de fluxo volumétrico (Q):

$$\dot{m} = \frac{m}{t} = \rho Q \quad (II.3)$$

Como a taxa de fluxo volumétrico representa a quantidade de ar que passa numa área específica, por definição, Q pode ser encontrada a partir do produto da velocidade do vento (v) pela área (A):

$$Q = vA \quad (II.4)$$

No caso da energia eólica, a área varrida pelo rotor é igual a $\frac{\pi D^2}{4}$, onde D é o diâmetro do rotor.

Rescrevendo a taxa de fluxo de massa, \dot{m} :

$$\dot{m} = \rho vA \quad (II.5)$$

Substituindo a equação (II.5) na (II.2), o potencial eólico é função do cubo da velocidade:

$$P = \frac{1}{2} \rho v^3 A \quad (II.6)$$

Logo, para chegar no cálculo final do potencial eólico (em Watt), é preciso considerar as eficiências mecânicas e elétricas do sistema (η) e o coeficiente de desempenho aerodinâmico (C_p), que depende do vento, rotação e parâmetros de controle da turbina:

$$P = \frac{1}{2} \rho v^3 A \eta C_p \quad (II.7)$$

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

II.5 CURVA DE POTÊNCIA

Na realidade, o coeficiente de desempenho aerodinâmico (C_p) também é função da velocidade do vento. Assim, é usual o fornecimento pelo fabricante de uma curva de potência associada à cada tipo de aerogerador, indicando a energia produzida para uma determinada velocidade de vento. A curva de potência é medida por um anemômetro posicionado em frente à turbina em áreas de pouca intensidade de turbulência. A Figura II-8 mostra a curva de potência do aerogerador da Enercon E-40/6.44 com 600 kW de potência, em uma torre de 44 metros de altura e pás de fibra de vidro reforçada com epóxi, fornecida pela Associação Alemã de Energia Eólica – BWE, em alemão (2002).

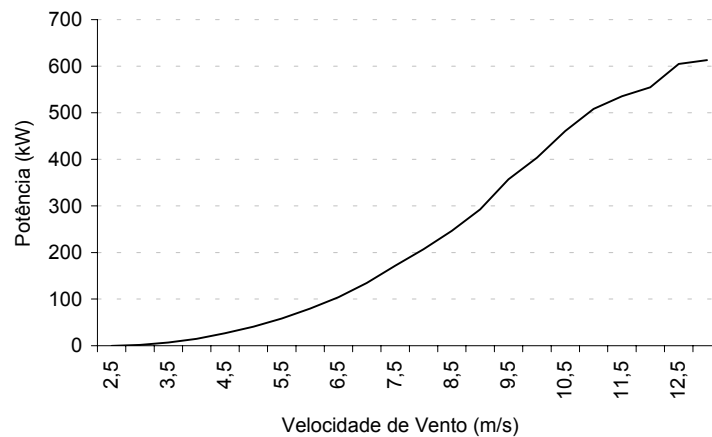


Figura II-8 – Curva de Potência do Aerogerador

Fonte: Associação Alemã de Energia Eólica

Para analisar o comportamento do vento, é preciso fazer um tratamento estatístico nos dados observados. Logo, para saber o potencial médio produzido por uma determinada turbina é preciso traçar a distribuição da potência dos ventos para as diferentes velocidades ao invés de calcular a média das velocidades de vento da série histórica e convertê-la em potência.

É importante entender por quê trabalhar com a distribuição de frequência da velocidade de vento. A velocidade de vento representa um instante no tempo e não a média de um determinado período. Isso porque a média do cubo de diferentes velocidades, durante um tempo, é maior que o cubo da média das velocidades. Para

obter a distribuição de velocidade de vento, é necessário definir qual o percentual de ocorrência de uma dada velocidade como, por exemplo, a 5,5m/s ou 7,0 m/s, num período de tempo. Assim, é possível calcular o montante de energia gerado em um ano. Como as distribuições de velocidade são diferentes para cada local que apresente potencial de geração de energia, o histograma de potência de cada um deles varia significativamente mesmo que registrem a mesma média anual de velocidade de vento. Normalmente, a função de distribuição de Weibull é a melhor que representa o comportamento dos vento, ou seja, a melhor que aproxima a distribuição de velocidade de vento no tempo (GIPE, 1995).

OBSTÁCULOS

A velocidade do vento também depende da altura em que é medida, em relação ao solo. Obstáculos como árvores, prédios e vegetação, retardam o fluxo de vento, reduzindo assim a sua velocidade. Logo, quanto maior for a altura em que a velocidade for medida, menor será a rugosidade (atrito) em relação ao solo e maior o fluxo de vento, e conseqüentemente, maior será a velocidade.

O comprimento da rugosidade é a distância do obstáculo acima do nível do solo. Em áreas com areia ou pistas de aeroporto, a rugosidade é bem pequena. Já em grandes centros urbanos, ou em florestas, a rugosidade aumenta com as grandes construções e árvores. Normalmente, para classificar as condições de rugosidade de uma determinada paisagem, os especialistas usam a classe de rugosidade ou o comprimento da rugosidade (dada em metros) (WINDPOWER, 2004). A superfície do mar se localiza na classe 0, a pista de aeroporto na classe 0,5 e as árvores e prédios, na classe 3.

Caso a medição das velocidades do vento seja realizada a uma altura diferente daquela na qual será posicionado o centro do rotor do aerogerador, a série terá que ser corrigida para a altura na qual será extraída a energia disponível nos ventos. Para fazer essa correção, é preciso calcular o fator de conversão e multiplicar os dados da série por este fator, para estimar a velocidade à altura desejada. Embora o regime de ventos no Brasil seja diferente de outros países, cabe utilizar uma das duas aproximações desenvolvidas pelos americanos ou pelos europeus para calcular o fator de conversão, uma vez que não tem disponível uma metodologia brasileira. O primeiro é o Método da Lei de Potência, usado nos EUA, e o segundo é o Método Logarítmico, mais comumente usado na Europa. A primeira aproximação deriva empiricamente das

medidas atuais americanas e a segunda, usada no Atlas de Vento Europeu, provém matematicamente da teoria de como o vento se move na superfície da terra (GIPE, 1995). A equação (II.8) mostra a extrapolação logarítmica:

$$\frac{v}{v_0} = \frac{\text{Log}\left(\frac{H}{z_0}\right)}{\text{Log}\left(\frac{H_0}{z_0}\right)} \quad (\text{II.8})$$

Onde v representa a velocidade desejada, v_0 , a velocidade conhecida na altura H_0 , H a altura desejada para velocidade v , H_0 a altura de referência e z_0 , o comprimento da rugosidade.

A equação (II.9) descreve a Lei da Potência:

$$\frac{v}{v_0} = \left(\frac{H}{H_0}\right)^\alpha \quad (\text{II.9})$$

Onde o expoente α depende da rugosidade.

A variação da velocidade do vento depende, basicamente, da temperatura, da rugosidade, da topografia e dos obstáculos do local. A Tabela II-3 apresenta diversas variações do coeficiente α , da equação (II.9), com relação ao tipo do terreno (PATEL, 1999).

Tabela II-3 – Coeficiente α para Diversos Tipos de Terreno

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

Fonte: PATEL, 1999

II.6 ENERGIA EÓLICA E MEIO AMBIENTE

Nenhuma fonte de energia elétrica, seja ela convencional ou renovável, está totalmente livre de impactar o meio ambiente. No entanto, é preciso sempre buscar reduzir ou eliminar, se possível, os impactos causados pelas usinas elétricas, para minimizar os danos causados à biosfera ou à atmosfera. Na maioria das vezes, o investimento em fontes renováveis de energia, pode contribuir para reduzir os impactos negativos ao meio ambiente, principalmente com relação a emissão de poluentes.

No caso de geração de energia eólica, de maneira geral, podem ser citados como vantagens o reduzido impacto social e ambiental, que estes causam, seja ele físico, biótico, antrópico, social, ou relativo à emissão de GEEs; diversificação da matriz energética; a geração de empregos, principalmente em áreas rurais; possibilidade de plantação e criação de animais entre as turbinas; entre outros fatores. Como impactos negativos podem ser considerados a ameaça aos pássaros, interferência eletromagnética, desconforto nos olhos, sombras, impacto visual e sonoro, entre outros.

Apesar de relativamente menor o impacto ambiental provocado pelas fazendas eólicas, ainda existem problemas associados e, algumas vezes, controvérsias a respeito. As turbinas podem ameaçar os pássaros principalmente se instaladas em rotas de migração. Biólogos concluíram que estímulos visuais e auditivos, que os pássaros reconhecem e os humanos não, podem contribuir para reduzir as colisões nas torres ou nas pás da turbina. Em determinados lugares, como nos EUA, existe uma lei que pune as empresas que registrarem mortes de pássaros. Contudo, como esse problema ainda persiste atualmente, pois ainda não há uma solução simples para resolvê-lo, mais pesquisas estão sendo feitas (GIPE, 1995).

Outro problema é o impacto sonoro. Atualmente, apesar de as turbinas emitirem um ruído de baixa frequência, podem causar incômodo. Existem dois tipos de impacto sonoro da turbina: aerodinâmico – produzido pelo fluxo de vento nas pás; e mecânico – resultado das engrenagens na transmissão e da alta velocidade do gerador. Logo, quanto maior a velocidade do vento e a potência da turbina, maior será a poluição sonora (idem). Atualmente, os aerogeradores mais modernos já são bem mais silenciosos que os modelos mais antigos. Os engenheiros dizem que a 200 metros da

turbina não se ouve mais o barulho do movimento das pás e o barulho mecânico foi praticamente eliminado (GRAHAM, 1999), possibilitando a instalação de turbinas em lugares onde antes não eram permitidas. Antigamente as pás eram feitas de madeira, mas atualmente são usadas fibras de vidro na sua fabricação, podendo até ser revestidas de resina para minimizar o impacto sonoro aerodinâmico (MUYLAERT *et al.*, 2001). Usualmente, os fabricantes de turbina eólica medem o som produzido em dB versos a distância da torre. Uma turbina típica de 600 kW produz um nível sonoro de 55 dB a 50 metros de distância da turbina e 40 dB a 250 metros de distância. A Tabela II-4 mostra algumas variações de níveis de poluição sonora para diversas fontes (PATEL, 1999).

Tabela II-4 – Níveis de Poluição Sonora

Fonte	Nível de Poluição Sonora (dB)
Trem elevado	100
Fábrica	90
Ruas	70
Escritório	50

Fonte: PATEL, 1999

Além disso, um parque eólico de grande porte próximo as habitações, pode provocar interferências eletromagnéticas na transmissão de televisões e de rádios.

Também existem alguns problemas ligados ao fator de potência. Por isso, antes de conectar o parque eólico à rede elétrica é preciso que o empreendedor verifique o fator de potência, a tensão *flicker* e a produção de harmônicos pelas turbinas eólicas (GIPE, 1999). Por ser uma fonte intermitente, as rápidas alterações nas condições do vento podem gerar uma frequência que provoca incômodo nos olhos.

Como cada turbina ocupa apenas uma pequena parte da terra, é possível aproveitar a terra para plantação e criação de animais, buscando sempre minimizar o impacto da erosão no solo.

Portanto, para minimizar o impacto ambiental do local onde o projeto eólico será construído, há a necessidade de obtenção de licenciamento prévio e de instalação junto ao órgão ambiental, como a elaboração de um Estudo de Impacto Ambiental / Relatório de Impacto ao Meio Ambiente (EIA / RIMA), respeitando a Resolução do

CONAMA⁷ 01/86. Este estudo serve de instrumento técnico-científico para mitigar, quantificar e monitorar as atividades a serem desenvolvidas no local em análise.

BENEFÍCIOS

A geração eólica não emite óxido de nitrogênio (NO_x), ácido sulfúrico (SO₂), particulares e dióxido de carbono (CO₂). Assim, contribui para a redução do aquecimento global e do custo social. As Tabela II-5 e II-6 mostram o ciclo de emissão desses gases durante todo o processo, desde a fabricação do equipamento até a geração de energia elétrica, das fontes renováveis e convencionais (IEA, 1998).

Tabela II-5 – Ciclo de Emissão de Fontes Renováveis (g/kWh)

	PCH	Hidro	Eólica	PV - Solar	Termo - Solar	Geotérmica
CO₂	9	3,6 – 11,6	7 – 9	98 – 167	26 – 38	79
SO₂	0,03	0,009 – 0,024	0,02 - 0,09	0,20 - 0,34	0,13 - 0,27	0,02
NO_x	0,07	0,003 – 0,006	0,02 - 0,06	0,18 - 0,30	0,06 - 0,13	0,28

Fonte: IEA, 1998

Tabela II-6 – Ciclo de Emissão de Fontes Convencionais na Inglaterra (g/kWh)

	Carvão	Petróleo	Gás	Diesel
CO₂	955	818	430	772
SO₂	11,8	14,2	-	1,6
NO_x	4,3	4,0	0,5	12,3

Fonte: IEA, 1998

Portanto, caso o Protocolo de Kyoto venha a ser ratificado, vislumbra-se um enorme crescimento acentuado de investimentos em fontes alternativas de energia em busca da redução de emissões dos gases causadores do efeito estufa. Logo, os Certificados de Emissões Reduzidas emitidos em função desses investimentos, irão contribuir para o cumprimento das metas do Protocolo, além de incrementarem o retorno financeiro dos projetos em fontes renováveis.

Em muitos lugares, como na Espanha e na Alemanha, onde há uma maior integração entre a população e as ações do governo, o impacto visual já é mais aceito e até virou atração turística. O processo de aceitação foi mais avançado na Dinamarca e Holanda

⁷ CONAMA - Conselho Nacional do Meio Ambiente. Em seu Artigo 1º - "Considera-se impacto ambiental qualquer alteração das propriedades físicas, químicas e biológicas do meio ambiente, causada por qualquer forma de matéria ou energia resultante das atividades humanas que, direta ou indiretamente, afetam: I - a saúde, a segurança e o bem estar da população; II - as atividades sociais e econômicas; III - a biota; IV - as condições estéticas e sanitárias do meio ambiente; e V - a qualidade dos recursos ambientais".

onde o tradicional moinho de vento já se tornou parte física e cultural da paisagem (GIPE, 1995).

Finalmente, assim como outras fontes renováveis, a instalação de parques eólicos também gera empregos diretos e indiretos. Os parques eólicos se situam normalmente em áreas rurais onde o desemprego é maior. Sendo assim, nessas regiões os impactos sociais são especialmente positivos (idem).

II.7 CUSTO DA ENERGIA EÓLICA

Em geral, as principais variáveis que compõem o custo de geração de energia (US\$/MWh) são os custos de investimento, de combustível e de operação e manutenção (O&M). No caso da energia eólica não há dependência do custo de combustível, mas o custo de investimento ainda é maior que o das fontes convencionais. Entretanto, os custos das plantas eólicas estão decrescendo, indicando que essa tendência tende a continuar devido à diversos fatores como o desenvolvimento de maiores turbinas e mais eficientes, avanço tecnológico, redução do custo de O&M, entre outros. Um fator extremamente importante que contribui para elevar o custo da energia eólica é o seu fator de capacidade, em geral em torno de 30%, atingindo o máximo de 40%, enquanto das plantas convencionais varia entre 40 e 80%. A Tabela II-7 apresenta a contribuição percentual dos custos de cada componente do sistema eólico no custo total do investimento, sem considerar o custo do terreno, publicados na Alemanha pela Unidade de Pesquisa de Energia Solar da Universidade de Kassel (PATEL, 1999).

Tabela II-7 – Contribuição dos Custos dos Componentes do Sistema Eólico

Item	Contribuição (%)
Rotor	25
Nacele e equipamentos auxiliares	15
Equipamento elétrico	15
Torre e fundação	10
Preparação do local e da estrada	10
Estações de equipamento	8
Manutenção dos equipamentos e de sobressalentes	5
Financeiro e Legal	5
Interconexão elétrica	4
Custos adicionais	3
TOTAL	100

Não existe um único valor de preço e de custo de energia para o parque eólico. Ambos dependem da localização, do tamanho e da quantidade de turbinas, além de serem influenciados por políticas de incentivo ou subsídios concedidos pelos governos. Os custos iniciais de investimento – custo de equipamento, estudo de viabilidade, instalação, etc - e de O&M são essenciais para se determinar os custos finais da tecnologia.

As projeções feitas pelo Departamento de Energia Americano (DOE, em inglês) para os custos e eficiência da tecnologia de energia eólica estão indicadas na Tabela II-8 (idem).

Tabela II-8 – Status da Tecnologia da Energia Eólica

Status da Tecnologia	1980	1997	Após 2000
Custo [US\$/kWh]	0,35 – 0,40	0,05 – 0,07	< 0,04
Custo de Capital [US\$/kWh]	2.000 – 3.000	500 - 800	< 500
Vida Útil [anos]	5 - 7	25 -30	> 30
Fator de Capacidade (média) [%]	15	25 - 30	> 30
Disponibilidade	50 – 65	95	> 95
Faixa de Potência [kW]	50 –150	300 – 1.000	500 – 2.000

Fonte: Departamento de Energia Americano (DOE)

A Tabela II-9 apresenta as faixas de custos unitários de investimento e de fatores de capacidades para as fontes alternativas de energia, com base nos dados fornecidos pela Agência Internacional de Energia (AIE). No entanto, segundo o Plano Decenal 2003-2012 elaborado pelo CTFA/CCPE alguns sistemas de biomassa, no caso de resíduos, por exemplo, e de PCH, os custos instalados podem ser significativamente menores do que os apresentados, mesmo com as tecnologias atuais de geração. Por exemplo, os custos de instalação das usinas de biomassa com tecnologia nacional de queima direta podem variar entre US\$ 700/kW e US\$ 1000/kW e, de PCH pode alcançar valores entre US\$ 700/kW e US\$1200/kW. Como a energia solar heliotérmica ainda está sendo desenvolvida e muitos gastos têm sido feitos em P&D, requer uma grande quantidade de recursos para a sua viabilidade econômica que ocorrerá somente em unidades com capacidade instalada elevada.

Tabela II-9 – Faixa de Valores de Custo Unitário de Investimento e Fator de Capacidade (US\$1 = R\$1,95)

Fonte	Custo Instalado (US\$/KW)	Fator de Capacidade (%)
Biomassa	1.000 – 2.000	45 – 85
Eólica	900 – 1.400	25- 40
PCH	1.000 – 3.000	40 – 70
Solar PV	6.000 – 10.000	18 – 22
Heliotérmica	3.000 – 10.000 (*)	25(**)

Fonte: Agência Internacional de Energia (AIE).

* Varia de acordo com a tecnologia (cilindro parabólico, torre central ou disco parabólico)

** Valor previsto

A Tabela II-10 apresenta os dados divulgados pela AIE das faixas de valores típicos para os custos unitários totais de geração (investimento, combustível e O&M) para cada uma destas fontes alternativas. Os custos de energia para biomassa incluem apenas as usinas que usam como combustível a lenha e os resíduos de agricultura. O custo de combustível utilizado (17 US\$/MWh) foi calculado assumindo um preço médio de manuseio de resíduos de 1 US\$/MBTU e considerando um processo de conversão com 20% de rendimento, em termos bastante conservadores. Os custos de O&M utilizados para biomassa, eólica e PCH foram 7, 10 e 10 US\$/MWh, respectivamente. Como esses custos são muito pequenos em comparação aos demais nos sistemas solares fotovoltaicos, eles não foram considerados. No caso dos sistemas heliotérmicos, a experiência acumulada ainda não permite a estimativa dos custos de O&M.

Tabela II-10 – Faixa de Valores para o Custo de Geração (US\$1 = R\$1,95)

Fonte	Custo unitário total de geração (taxa de retorno de 15% e vida contábil de 20 anos) (US\$/MWh)	Custo unitário total de geração (taxa de retorno de 6% e uma vida contábil de 30 anos) (US\$/MWh)
Biomassa	45 – 105	35 – 60
Eólica	50 – 95	30 – 50
PCH	35 – 145	25 – 70
Solar PV	500 – 1.160	220 – 650
Heliotérmica	220 – 730	100 – 330

Fonte: Agência Internacional de Energia (AIE).

Essas faixas apresentadas no PD/2003-12 foram apenas a título ilustrativo, uma vez que os custos de instalação e de geração são extremamente influenciados pelo custo unitário de investimento, custo de combustível, condições econômico-financeiras, fator de capacidade, entre outros. A condição de competitividade dos sistemas baseados nas fontes eólica, biomassa e PCHs deve ser obtida com os melhores sítios, utilizando-se tecnologia nacional, quando possível, e perseguindo-se fatores de

capacidade em base anual superiores aos valores médios das faixas indicadas na Tabela II-9.

Como se pode observar, os custos unitários das fontes alternativas ainda são altos comparados ao custo marginal de expansão do sistema, hoje calculado em US\$ 34/MWh. Esses custos são reduzidos ao se levar em consideração diversas externalidades que, a princípio, não são introduzidas nas análises tradicionais de custo/benefício, como as questões ambientais e sociais. Uma metodologia mais abrangente de análise econômica deve ser desenvolvida com a finalidade de melhor retratar tais preocupações hoje existentes em uma escala global.

II.8 ESTADO DA ARTE

Em diversos mercados de energia elétrica a geração eólica está se tornando uma fonte significativa e as tendências de mercado e tecnológicas indicam que sua contribuição tende a continuar aumentando. Como a velocidade do vento não é constante ao longo do tempo, principalmente em curtos períodos de tempo (um dia, por exemplo), sua operação na rede elétrica é diferente das fontes convencionais. Esse comportamento acontece em diversas escalas, mas as mais relevantes são o controle da turbina⁸ e a integração da energia eólica na rede elétrica⁹, determinados por unidade de tempo constante (de minutos a semanas) (GIEBEL, 2003). O impacto da energia gerada a partir dos ventos na operação do sistema elétrico, por ser intermitente, significa que uma eficiente operação deste sistema depende, em parte, da habilidade dos técnicos em prever a disponibilidade da energia eólica. Assim, uma boa previsão de vento permite aos operadores do sistema elétrico programar um despacho mais adequado para melhor atender a demanda de energia elétrica (MILLIGAN, 2002).

Sendo assim, para resolver essa questão, há cerca de 15 anos, começaram a ser desenvolvidos modelos de curto prazo para previsão da energia gerada por aerogeradores, em função da aleatoriedade da velocidade do vento. A seguir será

⁸ Alguns mecanismos de controle da turbina: gerador, caixa de engrenagens e regulagem do ângulo das pás. A escala temporal usada nesses mecanismos é função da turbulência de curto prazo, por exemplo, segundos (de milésimos de segundo a segundos).

⁹ Em pequenos ou médios sistemas isolados a escala temporal se baseia no horizonte de despacho de 10 minutos à 1 hora.

apresentado um resumo do estado da arte baseado no trabalho elaborado por GIEBEL (2003).

Alguns dos modelos estatísticos de curto prazo consideram os dados produzidos por modelos de previsão meteorológica, em geral o Numerical Weather Prediction (NWP), dependendo do horizonte de previsão. Normalmente, os modelos físicos trabalham com as condições físicas de tempo presentes no local do projeto em estudo e, em seguida, aplicam os modelos estatísticos para reduzir os erros remanescentes. Mas nos casos em que se tem apenas disponível as medidas de velocidade de vento no local, geralmente os modelos utilizados são as técnicas de análise das séries temporais ou redes neurais. Para a previsão de curto prazo, de minutos ou horas, o modelo que repete o último valor observado, foi estabelecido como um *benchmark*¹⁰ para os demais modelos de previsão.

A seguir são apresentadas algumas das metodologias empregadas nos modelos desenvolvidos para aprimorar a previsão de curto prazo: diversas combinações do método autoregressivo e média móvel (ARMA); Autoregressivo linear e adaptação da lógica Fuzzy; Algoritmo de Mínimos Quadrados Recursivo adaptado para a parte elétrica da turbina; Filtro de Kalman em conjunto com o erro das raízes médias quadradas.

Além desses, outros modelos que vêm sendo utilizados de maneira crescente estão listados a seguir. O Wind Power Prediction Tool (WPPT), desenvolvido pelo Instituto de Informática e a Modelagem Matemática (IMM) da Universidade Técnica da Dinamarca. Esse modelo vem sendo utilizado no oeste da Dinamarca desde 1994 e, no leste desse país, desde 1999. Baseia-se nas estimativas adaptadas do Algoritmo de Mínimos Quadrados Recursivo, para a realização de previsões de 1 a 12 horas. Em sua última versão, foi adicionado o módulo High Resolution Limited Area Model (HIRLAM)¹¹ permitindo aumentar o intervalo de previsão para até 39 horas. O Risø National Laboratory, da Dinamarca, desenvolveu o Prediktor; a Universidade de Oldenburg, na Alemanha, o Previento; e a Universidade Carlos III, em Madri, o Sipleólico. Todos são sistemas de previsão de curto prazo. Uma combinação do

¹⁰ Modelo padrão de comparação, uma vez que escala temporal da atmosfera é da ordem de dias – ao menos na Europa, onde leva cerca de 1 a 3 dias para que o sistema de baixa pressão cruze o continente, influenciando na formação dos ventos.

¹¹ Utiliza os dados calculados no modelo *Numerical Weather Prediction* (NWP).

WPPT com o Prediktor criou o Zephyr, que está para ser instalado no oeste da Dinamarca.

O ARMINES¹² desenvolveu modelos de previsão de energia eólica para 48 a 72 horas, com base nos modelos de previsão on-line de meteorologia, SCADA¹³ e NWP, o MORE-CARE. Esse modelo integra modelos de curto prazo, baseados no método estatístico de séries temporais, capazes de prever eficientemente a energia provinda dos ventos, no horizonte de 10 horas futuras. Em seguida, o modelo é alimentado com os dados calculados no SCADA e no NWP e, com base nas redes neurais fuzzy, faz a previsão para as 72 horas à frente. Finalmente, uma combinação dessas previsões é feita para se alcançar uma performance ótima no horizonte de previsão.

O modelo utilizado na Alemanha para prever 95% da energia eólica é o Wind Power Management System (WPMS), desenvolvido pelo ISET¹⁴. São usados como dados de entrada do modelo os valores encontrados no modelo NWP - monitorado pelo serviço de climatologia alemão, que atualiza o Lokalmmodell (LM) -, alimentando o método de redes neurais artificiais (ANN). O LM é rodado duas vezes ao dia, prevendo as 48 horas seguintes e o cálculo do ANN fornece a curva de potência do local do projeto.

Nos Estados Unidos é utilizado o modelo EWind para prever 48 horas à frente de energia eólica, com base no modelo ForeWind de dados meteorológicos. Para eliminar os erros sistemáticos é utilizado o modelo de regressão linear ou de rede neural Bayesiano.

Deve ser mencionado que a maioria dos erros de previsão de energia eólica de curto prazo está associada à previsão meteorológica do modelo NWP. Para dar uma idéia de incerteza de previsão, são estabelecidos intervalos de confiança que fornecem a estimativa do erro, com relação à previsão de energia gerada. Para reduzir o erro desta previsão, é utilizado um conjunto de modelos de previsão físicos e estatísticos.

A Tabela II-11 apresenta um panorama desses modelos de previsão de curto prazo de velocidade de vento.

¹² *Joint Research Unit com a École des Mines de Paris.*

¹³ *Supervisory Central and Data Acquisition.*

Tabela II-11 – Panorama dos Modelos de Previsão de Curto Prazo

Modelo	Instituto	Método	Países onde operam	Data
Prediktor	Risø	Físico	Espanha, Dinamarca, Irlanda e Alemanha e EUA	1994
WPPT	IMM; Universidade de Copenhagen	Estatístico	Dinamarca	1994
Zephyr, Combinação do WPPT com Prediktor	Risø e IMM	Físico e Estatístico	-	-
Previento	Universidade de Oldenburg, Alemanha	Físico	-	-
AWPPS (More-Care)	Armines/Escola de Minas de Paris	Estatístico, Fuzzy e ANN	Irlanda, Creta e Madeira	1998, 2002
RAL (More-Care)	RAL	Estatístico	Irlanda	-
SIPREÓLICO	Universidade Carlos III, Madri e Rede Elétrica da Espanha	Estatístico	Espanha	2002
LocalPred-RegioPred	CENER	Físico	La Muela, Soria e Alaiz	2001
HIRPOM	Universidade de Cork, Irlanda e Danish Meteorological Institute	Físico	Em desenvolvimento	-
AWPT	ISET	Estatístico e ANN	Alemanha	-

Fonte: GIEBEL (2003)

No entanto, para a análise econômica de um projeto de geração eólica é preciso estender as previsões para o longo prazo. Sendo assim, segundo GERDES e STRACK (1999) e GARCIA (2004), devem ser feitas previsões da média anual de produção de energia eólica durante a vida útil do projeto. Os dados para esta avaliação devem considerar as informações topográficas da área, características do aerogerador que será instalado e as medidas das velocidades de vento realizadas no local. Entretanto, em ambos os trabalhos não foram feitas análises de investimentos, foram propostos apenas métodos de previsões de longo prazo de velocidade de vento para possível análise de viabilidade econômica de projetos de geração eólica.

¹⁴ *Institut für Solare Energieversorgungstechnik.*

Contudo, para eliminar incertezas na avaliação de projetos eólicos faz-se necessário realizar extrapolações de longo prazo dos dados de velocidade de vento de um determinado sítio. Neste sentido, GARCIA (idem) propôs um método de previsão de longo prazo da direção e velocidade do vento com base na distribuição de probabilidade conjunta de dados de vento de uma estação local e na referência meteorológica de longo prazo de um anemômetro próximo. Esses dados devem conter velocidade e direção do vento. Para critério de validação do algoritmo os resultados obtidos são comparados com as estimativas de longo prazo da direção e velocidade do vento da mesma estação adquiridos pelo método Measure-Correlate-Predict (MCP).

O MCP trabalha com a matriz de distribuição de frequência de velocidade de vento versus a direção do vento (rosa dos ventos) Em seguida, a partir das medidas de curto prazo da estação de referência e do local previsto calcula-se um conjunto de parâmetros de correlação. A partir desse conjunto e das medidas de longo prazo da estação de referência, é calculada a previsão de longo prazo do local previsto. Ou seja, a distribuição da velocidade de vento com relação a sua direção. O resultado será uma rosa dos ventos apresentando suas direções no local previsto para um período de longo prazo. No estudo realizado por GERDES e STRACK (1999) foram previstos 13 anos de velocidade de vento para uma possível análise dos recursos requeridos de um determinado parque eólico.

No estudo elaborado por MILLIGAN (2002) foram geradas séries sintéticas de velocidade de vento horária a partir do método de simulação de Monte Carlo seqüencial, com enfoque Markoviano baseado em Matrizes de Transição. O objetivo do trabalho era avaliar o nível de geração convencional que pode ser substituído por geração eólica, denominado de capacidade de crédito, mantendo constante a confiabilidade do sistema elétrico. Além disso, também foram considerados na análise de operação da capacidade de crédito dois mercados de preço de energia e como maximizar a confiabilidade da geração eólica em sistemas isolados. As séries sintéticas de velocidade de vento geradas também foram aplicadas em dois modelos de custo de produção, além do modelo de confiabilidade. Embora essa aproximação demande tempo e esforço operacional, contribuiu para avaliar a probabilidade de significantes variações de tempo e disponibilidade da geração de energia elétrica a partir dos ventos.

Baseado na revisão da literatura efetuada, existe inúmeros trabalhos associados à previsão de curto prazo de produção de energia eólica e poucos trabalhos relativos à previsão de longo prazo. Identificou-se apenas um trabalho relacionado à geração de séries sintéticas de velocidade de vento, cuja aplicação se concentrou na avaliação do nível de confiabilidade do sistema quando da substituição de fatores convencionais por fontes eólicas. Por outro lado, não se encontrou aplicação de geração de séries de vento na análise de investimentos.

Sendo assim, a contribuição deste trabalho consiste na elaboração de metodologias de análise de risco financeiro de projetos de geração eólica que consideram as incertezas associadas à velocidade de vento. Duas aplicações foram desenvolvidas: uma baseia-se na Simulação de Monte Carlo (SMC) e outra no método de séries temporais de Box&Jenkins (B&J). Na SMC, uma vez selecionadas as variáveis de interesse para a modelagem estocástica, são sorteados valores para cada uma destas variáveis, com base nas distribuições de probabilidades conjuntas da série observada. O método B&J, que considera sazonalidade e tendência, assume que a estrutura de dependência da série observada de velocidade de vento é gerado a partir da combinação dos modelos autoregressivo e média móvel. Esses conjuntos de valores amostrados constituem um cenário aleatório, para o qual será realizada uma análise financeira, obtendo-se assim, um conjunto de indicadores financeiros condicionados à este cenário. Essas metodologias foram aplicadas para gerar séries sintéticas de velocidade de vento, a partir dos dados observados de um determinado sítio de medição no Brasil, e implementadas no Programa ANAFIN, desenvolvido pelo CEPEL e ELETROBRÁS, tornando-o um modelo de análise de risco financeira de projetos de geração eólica. A partir da análise de risco é possível calcular o valor esperado de indicadores financeiros, tais como a Taxa Interna de Retorno (TIR), o Valor Presente Líquido (VPL), as suas distribuições empíricas de probabilidades, a probabilidade de não remuneração do investimento, o *Return On Capital* (ROC) e o *Value-at-Risk* (VaR) do projeto. Os resultados obtidos são comparados entre si e também com a análise determinística (tradicional).

CAPÍTULO III

ANÁLISE DE VIABILIDADE E RISCO

FINANCEIRO DE PROJETOS DE GERAÇÃO

EÓLICA

III.1 CONSIDERAÇÕES GERAIS

Como dito anteriormente no Capítulo 1, no novo ambiente do Setor Elétrico Brasileiro, as decisões de investimento de um determinado projeto devem ser baseadas em uma análise de viabilidade econômico-financeira, como forma de instrumento de suporte ao planejamento do sistema; de gestão no estabelecimento de prioridades; ou, até mesmo, na determinação das rentabilidades inerentes a cada um dos participantes da estrutura de financiamento do projeto; e na concepção de um consórcio privado e/ou produtor independente de energia elétrica.

Diante dessas questões, para a realização da análise financeira dos projetos elétricos, é essencial identificar precisamente quais são os principais parâmetros que o retorno financeiro apresenta maior sensibilidade, possibilitando, assim, mensurar seus impactos nos indicadores financeiros.

III.2 MÉTODOS PARA ANÁLISE DE VIABILIDADE FINANCEIRA

Usualmente, a análise financeira de projetos é baseada em estimativas para o fluxo de caixa *futuro* do projeto, obtidas a partir de previsões para diversas variáveis. A análise inicial do fluxo de caixa é feita através de valores representativos para as variáveis consideradas, permitindo o cálculo de indicadores financeiros determinísticos.

Entretanto, estas variáveis não podem ser previstas com 100% de precisão, indicando a importância da consideração, em grau maior ou menor, do risco associado ao retorno financeiro obtido para o projeto (BREALEY e MYERS, 1996).

A análise de investimento é um processo que avalia diversas alternativas e decide qual é a melhor opção. Para conseguir financiamento de credores suficiente que garanta o custo de elaboração de um projeto, de forma a convencê-los a investir, é preciso provar a viabilidade econômico-financeira do empreendimento e sua capacidade de garantir o crédito para o pagamento da dívida do financiamento. Além disso, os investidores precisam estar completamente familiarizados com as características econômicas¹⁵ e técnicas¹⁶ do projeto e com os riscos nele envolvidos, para que o retorno financeiro seja suficiente para compensar os riscos por eles assumidos. Verifica-se a viabilidade econômica de um empreendimento quando Valor Presente Líquido (VPL) esperado dos fluxos de caixa líquidos futuros forem superiores ao VP esperado dos custos de investimento, ou seja, quando o VPL do projeto for positivo (FINNERTY, 1999).

Na análise de viabilidade econômico-financeira, o empreendedor precisa se preocupar com três aspectos importantes. O primeiro diz respeito a decisão de orçamento de capital, que indica como deverão ser feitos o planejamento e a gestão dos gastos de investimento de longo prazo do projeto. O segundo trata da decisão de financiamento, ou seja, quais serão os recursos usados para financiar os investimentos do empreendimento. Finalmente, o terceiro aspecto chama a atenção de como e quais finanças de curto prazo serão feitas para pagar as contas (ROSS et al., 1995).

O processo de avaliação de investimento de um projeto é constituído por cinco etapas (FINNERTY, 1999, SAMANEZ, 2002):

Etapa 1. Estimar os fluxos de caixa futuros esperados para o projeto.

Etapa 2. Avaliar o risco e determinar a taxa de desconto (custo de oportunidade do capital) para descontar os fluxos de caixa futuros esperados.

Etapa 3. Calcular os indicadores financeiros, principalmente o VPL dos fluxos de caixa futuros esperados.

¹⁵ Capacidade de gerar fluxo de caixas futuros que garantam os custos.

¹⁶ Cumprimento do cronograma e orçamento.

Etapa 4. Definir o custo do projeto e compará-lo ao VPL do projeto.

Etapa 5. Tomar a decisão de investir ou não no projeto. Portanto, para se determinar a lucratividade esperada de um projeto e a sua atratividade é essencial realizar a análise de fluxo de caixa descontado.

A seguir são descritas algumas das principais características do modelo computacional para a análise de viabilidade econômica e risco financeiro de projetos elétricos - Programa ANAFIN (MELO *et al.*, 2000, CEPEL, 2000), desenvolvido pelo CEPEL e ELETROBRÁS. Este modelo permite avaliar a competitividade financeira de investimento do projeto diante de diversos cenários tais como os custos de investimento, características técnicas da usina, custos de O&M fixo e variável, cronograma de instalação, estrutura e condições de financiamento, entre outros parâmetros.

Na análise de viabilidade e risco financeiro feita no Programa ANAFIN foram consideradas incertezas associadas ao projeto através de três métodos básicos: análise de sensibilidade, análise de cenários e análise de risco.

III.2.1 Análise de Sensibilidade

A análise de sensibilidades é o procedimento que verifica qual o impacto nos indicadores financeiros, tais como Valor Presente Líquido (VPL) e Taxa Interna de Retorno (TIR), quando varia um determinado parâmetro relevante do investimento. Sendo assim, esta análise permite detectar para qual das estimativas do projeto os indicadores financeiros são mais sensíveis e relevantes, e conseqüentemente, quais deverão ser estimados com maior precisão. Em seguida, é possível determinar o valor de cada estimativa do parâmetro que zera o VPL do projeto, ou seja, o ponto de reversão, permitindo separar os intervalos de aceitação ou rejeição do projeto (LAPPONI, 2000). É importante lembrar que a análise de sensibilidade trata cada variável isoladamente quando na prática todas as variáveis envolvidas no projeto tendem a estarem relacionadas, além do fato de que umas variáveis são mais fáceis de prever do que outras.

III.2.2 Análise de Cenários

Como na análise de sensibilidade verifica-se os efeitos de apenas uma variável de interesse do projeto nos resultados dos indicadores financeiros, a análise de cenários consiste em variar simultaneamente mais de um parâmetro, criando assim um conjunto de cenários alternativos e incorporando o intervalo provável de variações dos parâmetros do projeto. Esta técnica de análise de risco examina diversos possíveis cenários diferentes sobre o empreendimento, onde cada um deles considera uma dada combinação de fatores.

O procedimento da análise de cenários considera três tipos de cenário para a análise de risco do projeto: Mais Provável, Otimista e Pessimista. O primeiro cenário, é considerado o mais provável pelos especialistas no ramo de negócios do projeto, onde é utilizado o valor esperado (médio) ou mais “representativos” de cada uma das estimativas do projeto (idem). No cenário otimista, determinados parâmetros de interesse do cenário base são aumentados em valor, enquanto no cenário pessimistas acontece o inverso, os valores diminuem com relação ao cenário base.

III.2.3 Análise de Risco

Essa seção foi retirada do Manual de Metodologia do Programa ANAFIN (2002).

A principal vantagem dos métodos anteriores reside na sua simplicidade e facilidade de utilização, além de propiciar a identificação de variáveis mais importantes e impactantes para a modelagem de risco. Apesar da importância e grande utilização destes métodos, pode-se observar que as incertezas associadas às estimativas dos parâmetros foram consideradas de forma um tanto quanto subjetiva. Uma maneira mais eficiente consiste na construção de cenários aleatórios, porém prováveis, a partir das distribuições de probabilidades das variáveis de interesse. Neste caso, as incertezas nos parâmetros são consideradas de forma explícita, através do emprego de técnicas probabilísticas (KLEIJNEN, 1974).

Várias estatísticas podem ser utilizadas como medida de risco de projetos, tais como o valor esperado dos indicadores financeiros, suas variâncias, semivariâncias, etc. Por exemplo, o valor esperado de um indicador financeiro I , $E(I)$, pode ser dado por:

$$E(I) = \sum_{x \in X} I(X)P(X) \quad (\text{III.1})$$

Onde:

x, vetor representando um cenário a ser analisado; cada componente em x representa o estado de uma variável aleatória.

X, espaço de estados, i.e., o conjunto de todos os cenários x possíveis, resultantes de combinações das variáveis aleatórias consideradas.

P(x), probabilidade do cenário x.

I(x), resultado obtido para o indicador financeiro I no cenário x analisado.

O cálculo de estatísticas pode ser realizado através de técnicas analíticas ou utilizando o método de Simulação de Monte Carlo. Os métodos analíticos apresentam características bastante atrativas: são precisos, eficientes computacionalmente e permitem um melhor entendimento do relacionamento entre as variáveis de entrada e de saída no modelo probabilístico adotado. Entretanto, muitas vezes, para tornar o problema tratável analiticamente, são empregadas hipóteses simplificadoras fortes, que podem inviabilizar a sua aplicação prática. Nestes casos, há a necessidade de se lançar mão de técnicas de simulação estatística (idem).

PROCESSO DE ANÁLISE DE RISCO

As estimativas do fluxo de caixa do projeto de investimento são os valores médios estabelecidos com base em algum critério como a distribuição de frequência da estimativa.

A Figura III-1 do fluxograma de análise de risco do Programa ANAFIN descreve as suas principais etapas (CEPEL, 2000).

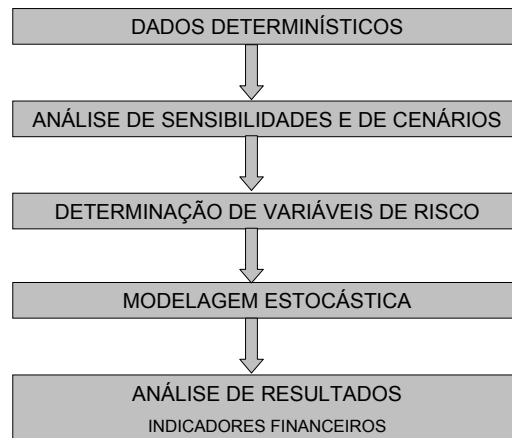


Figura III-1 - Fluxograma da Análise de Risco

Fonte: CEPEL, 2000

Como um dos objetivos deste trabalho é estudar justamente a aleatoriedade da velocidade de vento, logo, não foi preciso realizar a análise de sensibilidade / cenários para identificar a variável de interesse.

III.3 CARACTERÍSTICAS BÁSICAS DA ANÁLISE FINANCEIRA

Essas características foram retiradas do Manual de Metodologia do Programa ANAFIN (2002).

III.3.1 Dados Principais

A seguir são apresentados os dados principais para a avaliação financeira de um projeto elétrico:

- *cronograma físico-financeiro das despesas de investimento;*
- *estrutura de financiamento* - participação de recursos próprios e composição de recursos de terceiros, como por exemplo, o conjunto de títulos da empresa para financiar o investimento do projeto, proporções relacionadas às dívidas de curto e longo prazo e capital próprio;
- *condições de financiamento* - fontes de captação em moeda nacional ou estrangeira, taxas de juros, carência, prazo para amortização;

- *características técnicas do projeto elétrico* - potência total instalada, fator de disponibilidade, fator de capacidade, vida útil, tarifa de energia, cronograma de instalação das unidades geradoras, entre outros;
- *impostos e outros custos* - aluguel do terreno, custo de rede, O&M, Contribuições, ICMS, COFINS, Imposto de Renda, Contribuição Social, Fiscalização ANEEL, etc.

III.3.2 Principais Indicadores Financeiros

Os principais indicadores de viabilidade e risco financeiro fornecidos pelo Programa ANAFIN e utilizados no estudo foram:

INDICADORES DA ANÁLISE DETERMINÍSTICA

- *Valor Presente Líquido (VPL)* do projeto - valor presente dos recebimentos futuros descontados à taxa de juros, menos o valor presente dos custos do investimento;
- *Taxa Interna de Retorno (TIR)* do projeto - taxa de desconto que iguala o VPL do investimento a zero;
- *Tarifa de Equilíbrio (TEQ)* - corresponde ao valor mínimo da tarifa que remunera o capital dos agentes participantes do projeto nos percentuais previamente definidos. Constitui-se, portanto, em um parâmetro extremamente importante para negociações tarifárias (MELO *et al.*, 2000, CEPEL, 2000);
- *Investimento de Equilíbrio (INVEQ)* - corresponde ao valor máximo de investimento que, mantida a estrutura de financiamento, remunera o capital dos agentes participantes do projeto nos valores previamente definidos;
- *Estrutura do Preço da Energia* - apresenta os principais componentes do custo da energia, como capital, impostos e custos variáveis de operação;

INDICADORES DA ANÁLISE DE RISCO

- *Valor Esperado do Valor Presente Líquido* - equivale ao valor médio dos VPLs calculados associados, neste caso, à aleatoriedade da velocidade do vento;

- *Desvio Padrão do Valor Presente Líquido* - indicador de risco do projeto, mede a dispersão do VPL;
- *Probabilidade de $VPL < 0$* - percentual de cenários onde o VPL do projeto apresenta valor negativo, ou seja, a rentabilidade é inferior ao custo do capital próprio do investidor;
- *Value-at-Risk (VaR)* - mede o potencial de perda do investidor; segundo JORION (1997) “o VaR sintetiza a maior (ou pior) perda esperada dentro de determinados período de tempo e intervalo de confiança”; e
- *Return On Capital (ROC)* - verifica a relação entre o VPL e o valor total do investimento.
- *Coefficiente de Variação Estimado* – é a incerteza em torno da estimativa calculado com base na variância do estimador financeiro e é inversamente proporcional ao tamanho da amostra. Logo, a medida que o tamanho da amostra aumenta, melhor será a precisão da Simulação de Monte Carlo.

CAPÍTULO IV

MÉTODOS ESTOCÁSTICOS PARA GERAÇÃO DE CENÁRIOS

IV.1 CONSIDERAÇÕES GERAIS

A variabilidade da velocidade do vento é uma das principais dificuldades encontradas tanto na viabilidade financeira como operacional em projetos de geração eólica. Isto porque os dados passados de velocidade de vento, sejam eles de dez em dez minutos, horários, diários ou mensais, não são suficientes para dispor uma amostra aos cálculos dos indicadores financeiros e estatísticos. Por isso, faz-se necessário a construção de um modelo estocástico, que analisa os dados históricos como uma realização de um processo estocástico, considerando as diversas variações de vento. O fato de que as principais características da série histórica são percebidas pelo processo estocástico permite gerar séries sintéticas de velocidade de vento, diferentes da série histórica, embora possíveis. O processo estocástico (ou processo aleatório) representa um conjunto de variáveis aleatórias definida no mesmo espaço de probabilidade.

O objetivo deste trabalho é desenvolver metodologias de análise de risco para avaliação financeira de parques eólicos a fim de verificar o impacto da aleatoriedade da velocidade do vento no fluxo de caixa do projeto. Para gerar as séries sintéticas de velocidade de vento, foram utilizados o método de simulação de Monte Carlo (SMC) e a abordagem de séries temporais, Box&Jenkins (B&J). Na SMC, uma vez selecionadas as variáveis de interesse para a modelagem estocástica, são sorteados valores para cada uma destas variáveis, com base na sua distribuição empírica de probabilidade. A modelagem B&J, assume que o resíduo do ajuste da série de

velocidade de vento é gerado a partir da combinação dos modelos autoregressivo e média móvel.

IV.2 SIMULAÇÃO DE MONTE CARLO – SMC

O conceito básico da simulação Monte Carlo é simular diversos possíveis cenários a partir de um mecanismo gerador de dados (processo estocástico) para a variável aleatória de interesse (JORION, 1998). A SMC é freqüentemente usada para estudar as propriedades estatísticas de diversos métodos de estimação de parâmetros de população. É particularmente útil para entender o comportamento dos estimadores em amostras pequenas ou finitas (GUJARAT, 1995).

Uma vez definidas as variáveis de interesse para a modelagem estocástica, a partir das suas distribuições empíricas de probabilidades são sorteados valores para cada uma destas variáveis. Este conjunto de valores amostrados constitui um cenário aleatório e novos cenários são sorteados até que se tenham estimativas precisas (MELO *et al.*, 1999).

O procedimento de um gerador de números aleatórios pode ser descrito da seguinte forma (MURTHA, 1995, JORION, 1998) e conforme ilustrado na Figura IV-1:

Passo 1. Seleciona-se uma distribuição uniforme com valores entre 0 e 1;

Passo 2. São sorteados valores aleatórios a partir da função inversa da sua distribuição empírica de probabilidade com base na distribuição uniforme definida;

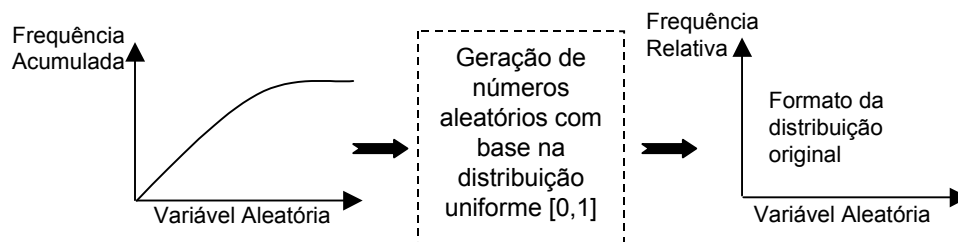


Figura IV-1 – Modelagem Estocástica da Simulação de Monte Carlo

Fonte: Elaboração própria com base em GITMAN (1987)

O método de Simulação de Monte Carlo apresenta diversas vantagens tais como, simplicidade conceitual, i.e., reaplicações de análises com o mesmo modelo utilizado nos métodos determinísticos; flexibilidade, i.e., facilidade de incorporação de modelagens complexas; obtenção de distribuições empíricas de probabilidades para os indicadores financeiros (KLEIJNEN, 1974). No entanto, como desvantagem da SMC pode-se destacar a falta de critério para definir o intervalo da frequência acumulada, cujo sorteio aleatório se baseia de acordo com a distribuição uniforme definida.

IV.3 SÉRIES TEMPORAIS: MODELO AUTOREGRESSIVO E MÉDIA MÓVEL (ARMA)

Existem duas categorias principais de informação estatística: *cross section* (compara diversos níveis num determinado ponto do tempo) e séries temporais (relaciona os dados ao longo do tempo).

As séries temporais possuem duas características, uma é a correlação serial - quando cada observação é estatisticamente dependente de uma anterior, e a outra é o padrão sazonal – ou variação periódica.

A série temporal representa um conjunto de observações ordenadas no tempo que exibe dependência serial e que pode ser modelado por um processo estocástico. Um processo estocástico é o conjunto das possíveis séries temporais, que nada mais é que a distribuição das probabilidades conjuntas das variáveis aleatórias. A variável é observada em pontos discretos de tempo, normalmente espaçada igualmente. A análise e modelagem de séries temporais buscam descrever o processo que gera a seqüência da variável determinada e apresentar as suas características mais importantes. Para estimar uma série temporal, é necessário representar o comportamento do processo a partir de um modelo matemático que possa ser estendido ao futuro. Uma vez que o modelo de séries temporais é estabelecido, a técnica apropriada de previsão pode ser desenvolvida. A série temporal para ser estimada precisa estar livre de tendências e componentes sazonais, para assim conseguir capturar a estrutura de dependência da série observada a partir da combinação de ruídos brancos. Logo, se a modelagem da série temporal estiver bem

ajustada, não deve haver correlação serial entre os resíduos e o comportamento da série deve ser explicado usando o menor número possível de parâmetros - princípio da parcimônia.

A formulação apresentada a seguir foi baseada nas seguintes referências bibliográficas: BARROS (2003), GUJARAT (1995), MONTGOMERY *et al.* (1990) e WONNACOTT (1990).

IV.3.1 Classe de Modelos de Série Temporal

Considere uma série temporal na qual as observações sucessivas possam ser representada por uma combinação linear de variáveis aleatórias independentes e identicamente distribuídas $\{\epsilon_t, \epsilon_{t-1}, \epsilon_{t-2}, \dots\}$ com média zero e variância constante, σ_ϵ^2 . Como a distribuição de $\{\epsilon_i\}$ é uma normal, essa seqüência pode ser chamada de ruído branco. Admita uma outra seqüência $\{x_t\}$ que represente um processo estocástico estacionário e tenha dependência serial, assim, a combinação linear de $\{\epsilon_i\}$ pode ser escrita da seguinte forma:

$$x_t = \Psi_0 \epsilon_t + \Psi_1 \epsilon_{t-1} + \Psi_2 \epsilon_{t-2} + \dots = \sum_{j=0}^{\infty} \Psi_j \epsilon_{t-j} \quad (\text{IV.1})$$

Onde as constantes Ψ_j ($j = 0, 1, \dots$) correspondem aos pesos e, normalmente, $\Psi_0 = 1$.

Uma alternativa para escrever a equação (IV.1) é usar um operador de atraso, B (*backward shift operator*):

$$B\epsilon_t = \epsilon_{t-1} \quad (\text{IV.2})$$

Em geral isso implica em:

$$B^j \epsilon_t = \epsilon_{t-j} \quad (\text{IV.2.a})$$

Usando essa notação, a equação (IV.1) pode ser reescrita em termos de polinômio infinito:

$$x_t = \epsilon_t + \Psi_1 \epsilon_t B^1 + \Psi_2 \epsilon_t B^2 + \dots \quad (\text{IV.3})$$

$$x_t = (1 + \psi_1 B^1 + \psi_2 B^2 + \dots) \epsilon_t \quad (\text{IV.3.a})$$

Logo,

$$x_t = \psi(B) \epsilon_t \quad (\text{IV.3.b})$$

Como $\{\epsilon_t\}$ é normalmente distribuído, $\{x_t\}$ também será.

Logo, o modelo de séries temporais pode ser definido como uma função que transforma o processo de ruído branco em uma série temporal. É possível gerar diversos modelos de séries temporais a partir do filtro linear (IV.1). No entanto, esses polinômios são de grau infinito, dificultando assim a previsão. Para resolver essa questão, Box e Jenkins (BOX e JENKINS, 1970) propuseram substituir o polinômio infinito pela razão de dois polinômios de graus finitos. Na série geométrica $\Psi(B) = 1 + B + B^2 + \dots$ é igual à razão de dois polinômios, um numerador constante e um denominador de grau um, se $|B| < 1$:

$$\psi(B) = 1 + B^1 + B^2 + B^3 + \dots = \frac{1}{(1 - B)} \quad (\text{IV.4})$$

Modelos derivados do filtro linear (IV.1) são capazes de representar estacionariedade e não-estacionariedade de uma série temporal. Se uma série temporal é estacionária, sua média, variância e autocorrelação (a defasagens diversas) permanecem as mesmas ao longo do tempo. Em geral, se a seqüência de pesos $\{\Psi_j\}$ for finita ou infinita e convergente, a série temporal $\{x_t\}$ é estacionária. Mas caso a seqüência de pesos $\{\Psi_j\}$ seja infinita e divergente, a série temporal é não-estacionária. A Figura IV-2 ilustra a metodologia do processo estocástico:

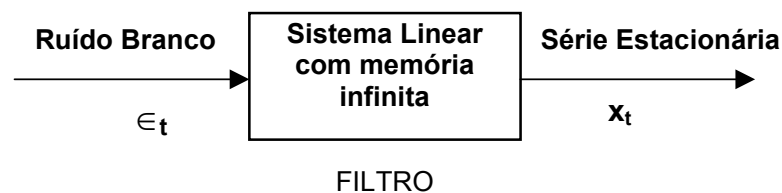


Figura IV-2 - Fluxo teórico da modelagem de Box & Jenkins

Fonte: BARROS, 2003

Processo Autoregressivo – Modelos AR(p)

Dado que o filtro linear (IV.1) contém um número infinito de parâmetros desconhecidos (os pesos Ψ_j), é preciso realizar uma aproximação para desenvolver um modelo que descreva uma série temporal que contenha relativamente poucos parâmetros. Um caso especial da equação (IV.1) é o modelo:

$$x_t = \phi_1 x_{t-1} + \phi_2 x_{t-2} + \dots + \phi_p x_{t-p} + \epsilon_t \quad (\text{IV.5})$$

Esse modelo é chamado de um processo autoregressivo de ordem p, AR(p), porque a corrente observação x_t depende de realizações anteriores como x_{t-1} , x_{t-2} , ..., x_{t-p} da mesma série temporal, onde os parâmetros $\{\phi_p\}$ são estimados pela regressão múltipla de mínimos quadrados. O processo contém p parâmetros desconhecidos $\phi_1, \phi_2, \dots, \phi_p$, além da variância desconhecida σ_ϵ^2 .

O processo AR(p) pode ser escrito em termos de operador de atraso como:

$$x_t = (\phi_1 B^1 + \phi_2 B^2 + \dots + \phi_p B^p) x_t + \epsilon_t \quad \text{ou}$$
$$\epsilon_t = (1 - \phi_1 B^1 - \phi_2 B^2 - \dots - \phi_p B^p) x_t \quad (\text{IV.6})$$

Definindo:

$$\Phi_p(B) = 1 - \phi_1 B^1 - \phi_2 B^2 - \dots - \phi_p B^p \quad (\text{IV.6.a})$$

A equação (IV.6) será igual a:

$$\Phi_p(B) x_t = \epsilon_t \quad (\text{IV.7})$$

Processo de Média Móvel – Modelos MA(q)

Considere um outro caso especial do filtro linear (IV.1):

$$x_t = \epsilon_t - \theta_1 \epsilon_{t-1} - \theta_2 \epsilon_{t-2} - \dots - \theta_q \epsilon_{t-q} \quad (\text{IV.8})$$

Este modelo é chamado de processo de média móvel de ordem q, MA(q), onde $-\theta_1, -\theta_2, \dots, -\theta_q$ representa o conjunto de pesos finitos da equação (IV.1). O sinal de menos

dos pesos é introduzido apenas por convenção e os $\{\theta_i\}$ não precisam somar um e nem serem positivos.

Em termos de operador de atraso, o processo MA(q) pode ser escrito da seguinte forma:

$$x_t = (1 - \theta_1 B^1 - \theta_2 B^2 - \dots - \theta_q B^q) \epsilon_t \quad (IV.9)$$

Definindo:

$$\Theta_q(B) = 1 - \theta_1 B^1 - \theta_2 B^2 - \dots - \theta_q B^q \quad (IV.9.a)$$

A equação (IV.9) será igual a:

$$\Theta_q(B) \epsilon_t = x_t \quad (IV.10)$$

Processo Autoregressivo - Média Móvel - Modelos ARMA (p,q)

Um mix do modelo autoregressivo com o de média móvel, na maioria das vezes, facilita alcançar um modelo mais parcimonioso do que trabalhar com esses modelos isoladamente. O método Box&Jenkins não requer todos os parâmetros, mas sim um número pequeno de intervalos que considere apenas os valores mais recentes. Entretanto, é muito difícil capturar toda a correlação serial usando apenas os valores mais recentes, então algumas delas permanecem em ϵ_t . Logo, B&J sugere modelar ϵ_t com uma outra autoregressão, ou seja, fazer uma regressão de ϵ_t sobre seus valores anteriores, que nada mais é do que uma média móvel do termo independente serial, ϵ_t (ruído branco).

O resultado desse mix – equações (IV.5) e (IV.8) – é um modelo autoregressivo – média móvel de ordem p e q, ou seja, um ARMA(p,q):

$$x_t = \phi_1 x_{t-1} + \phi_2 x_{t-2} + \dots + \phi_p x_{t-p} - \theta_1 \epsilon_{t-1} - \theta_2 \epsilon_{t-2} - \dots - \theta_q \epsilon_{t-q} + \epsilon_t \quad (IV.11)$$

Isolando os termos x_t no lado esquerdo e ϵ_t do lado direito:

$$(1 - \phi_1 B^1 - \phi_2 B^2 - \dots - \phi_p B^p) x_t = (1 - \theta_1 B^1 - \theta_2 B^2 - \dots - \theta_q B^q) \epsilon_t \quad (IV.12)$$

Logo,

$$\Phi_p(B)x_t = \Theta_q(B)\epsilon_t \quad (IV.13)$$

A equação (IV.12) é justamente a proposta de Box&Jenkins em escrever $\Psi(B)$ como uma razão de dois polinômios em B:

$$\psi(B) = \frac{\Theta_q(B)}{\Phi_p(B)} \quad (IV.14)$$

Substituindo a equação (IV.14) na equação (IV.3.b), tem-se o mesmo resultado da equação (IV.13):

$$x_t = \frac{\Theta_q(B)}{\Phi_p(B)} \epsilon_t \quad (IV.15)$$

IV.3.2 Condições de Estacionariedade e Inversibilidade dos Modelos ARMA(p,q)

A condição de estacionariedade estabelece que x_t tem que ser estacionário dado que a entrada do filtro linear ϵ_t é um ruído branco. Se uma série temporal é estacionária, sua média, variância e autocovariância (a defasagens diversas) permanecem as mesmas ao longo do tempo. Ou seja, a idéia de estacionariedade baseia-se na de equilíbrio estatístico.

A partir da equação (IV.3.b) obtém-se a função de autocovariância do processo $\{x_t\}$:

$$\gamma_k = Cov(w_t, w_{t-k}) = \sigma^2 \sum_{j=0}^{\infty} \Psi_j \Psi_{j-k} \quad (IV.16)$$

A variância de x_t :

$$Var(x_t) = \sigma^2 \sum_{j=0}^{\infty} \Psi_j^2 \quad (IV.17)$$

Onde $\Psi_0 = 1$ e σ^2 é a variância de ϵ_t . Portanto, a variância de x_t é finita quando:

$$\sum_{i=0}^{\infty} \Psi_i^2 < \infty$$

Para que a variância convirja para uma constante, os pesos $\{\Psi_i\}$ precisam igualar-se a zero rapidamente, pois o processo não será estacionário se o somatório da variância for infinito. Para garantir a estacionariedade do processo, o Modelo B&J assume que a série $\Psi(B)$ converge se $|B| \leq 1$. Logo, para que o processo $\{x_t\}$ seja estacionário, as raízes de $\Psi(B) = 0$ têm de estar dentro do círculo unitário, que é equivalente a condição de que as raízes do polinômio $\phi(B) = 0$ registram-se fora do círculo unitário.

A condição de inversibilidade permite a possibilidade da série estacionária x_t ser a entrada do filtro linear e a saída o ruído branco ϵ_t .

A partir da equação (IV.3.b) e assumindo:

$$\Psi(B)^{-1} = \pi(B) \tag{IV.18}$$

Tem-se que:

$$\epsilon_t = \Psi(B)^{-1} x_t = \pi(B) x_t \tag{IV.19}$$

A equação (IV.18) indica que tanto os coeficientes $\{\pi_i\}$ podem ser encontrados a partir dos coeficientes $\{\Psi_i\}$ como o contrário também se aplica. Contudo, a condição de inversibilidade do processo $\{x_t\}$ é aceita se:

$$\sum_{i=0}^{\infty} |\pi_i| < \infty$$

Logo, para que o processo $\{x_t\}$ seja inversível, as raízes de $\pi(B) = 0$ precisam estar dentro do círculo unitário.

Analisando as condições de estacionariedade e inversibilidade para os processos ARMA com base na equação (IV.13) e na condição (IV.18), obtém-se o polinômio $\pi(B)$ em termos dos polinômios de autoregressão e média móvel:

$$\pi(B) = \frac{\Phi(B)}{\Theta(B)} = \Phi(B)\Theta(B)^{-1} \tag{IV.20}$$

A partir da equação (IV.8) nota-se que a série $\Psi(B) = \Theta(B)$ é sempre estacionária porque é um polinômio finito de grau q . Ou seja, o processo $MA(q)$ será estacionário para todos os pesos $\{\theta_i\}$. Logo, para que a condição de estacionariedade seja aceita, o modelo $ARMA(p,q)$ só dependerá da parte AR e as raízes de $\Phi_p(B) = 0$ têm de estar fora do círculo unitário, equivalente a dizer que $|\phi_i| < 1$.

A equação (IV.7) mostra que o ruído branco ϵ_t é uma função da série estacionária x_t e a série $\pi(B) = \Phi(B)$ será sempre inversível já que é um polinômio finito de grau p . Ou seja, será inversível para todos os pesos $\{\phi_i\}$. Assim, para garantir a condição de inversibilidade, o modelo $ARMA(p,q)$ dependerá apenas da parte MA e as raízes de $\Theta_q(B) = 0$ também têm de estar fora do círculo unitário ou $|\theta_i| < 1$.

IV.3.3 Implementação da Metodologia Box&Jenkins

A Figura IV-3 descreve os passos da Modelagem:

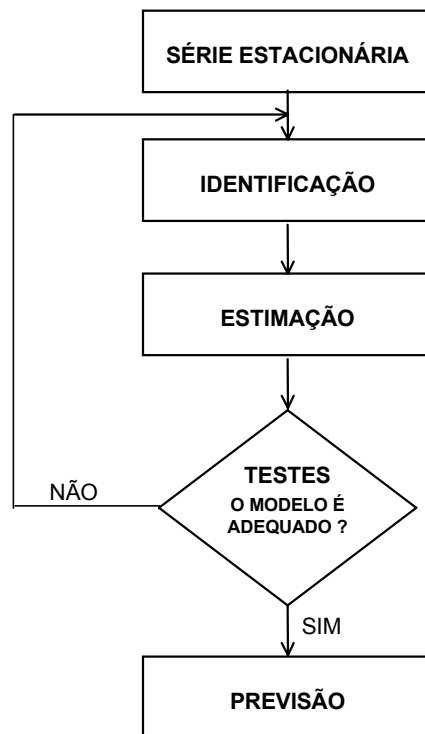


Figura IV-3 - Ciclo iterativo de Box & Jenkins

Fonte: AMARAL, 1996

Passo 1. Identificação do modelo: Encontrar os valores apropriados de p e q que caracterizam a estrutura do modelo (p,q) para a série temporal observada, buscando sempre o menor número de parâmetros (parcimônia). As ferramentas mais usadas para identificar os parâmetros são a função de autocorrelação (ACF, em inglês) – medida que associa linearmente o valor presente com os valores passados, função de autocorrelação parcial (PACF, em inglês) – elimina a dependência de termos intermediários, e o correlograma, que nada mais é do que o gráfico de ACF e PACF contra o comprimento do intervalo.

Passo 2. Estimção paramétrica: Tendo identificado os valores apropriados de p e q , o próximo passo será estimar os parâmetros de autoregressão e média móvel incluídos no modelo. Na maioria das vezes podem ser calculados usando o método da soma dos mínimos quadrados dos erros, caso contrário, terão de estimados a partir do método de estimação não-linear.

Passo 3. Verificação paramétrica: Tendo identificado e estimado os parâmetros do modelo, testes estatísticos são feitos para verificar o modelo escolhido. Como por exemplo, checar se o resíduo estimado do modelo é um ruído branco. A metodologia B&J é um processo iterativo até que se encontre parâmetros adequados ao modelo.

Passo 4. Previsão: A previsão a frente será feita com base no modelo verificado nos passos anteriores.

Como vantagens dos modelos de séries temporais podem ser destacados os fatos da abordagem considerar as sazonalidades, os ciclos e as tendências, e conseguir modelar a estrutura de dependência da série observada.

CAPÍTULO V

METODOLOGIAS PROPOSTAS E APLICAÇÃO PARA ANÁLISE FINANCEIRA

V.1 CONSIDERAÇÕES GERAIS

Um dos principais objetivos deste trabalho é estudar o impacto de diversas condições de velocidades de vento na avaliação financeira de projetos de geração eólica. Para isto, foi utilizada uma série de dados diários de velocidades de vento, de um determinado sítio de medição no estado do Pará, coletados no período de 1996 a 1999. Infelizmente, essa série de dados contém algumas falhas diárias que foram preenchidas com os valores médios observados no mesmo período dos outros anos. Além disso, as velocidades foram elevadas às médias trimestrais registradas nos mapas do Atlas do Potencial Eólico Brasileiro (AMARANTE *et al.*, 2001) para se tornarem mais próximas da realidade.

Os valores adotados para os parâmetros do cálculo do potencial eólico (equação II.7) foram baseados na curva de potência do aerogerador escolhido para este estudo, ENERCON E-40/6.44 (Figura II-8). Exceto a densidade do ar que no Pará é menor ($1,184 \text{ kg/m}^3$ correspondente a temperatura de 25°C) que a considerada pelo fabricante ($1,225 \text{ kg/m}^3$ correspondente a temperatura de 15°C).

Pot = 600 kW – potência nominal do aerogerador;

D = 44 m – diâmetro do rotor;

A = 1.521 m^2 – área varrida pelo rotor;

$\eta = 97,5\%$ - eficiências mecânicas e elétricas do sistema;

$H = 46 \text{ m}$ – altura do eixo do rotor;

$\rho = 1,184 \text{ kg/m}^3$ - densidade do ar correspondente a temperatura de 25°C ;

C_p - coeficiente de aerodinâmica varia de acordo com a curva de potência da turbina;

V - velocidade diária gerada (m/s)

Como a série foi alterada para atingir as médias trimestrais de velocidade de vento observadas a 50 metros de altura, a série corrigida teve de ser referenciada para altura de 46 metros correspondente a torre de 44 metros mais 2 metros até o eixo do rotor. Para isso, usou-se o cálculo do fator de conversão, baseado na extrapolação logarítmica (equação II.8), para multiplicar todos os dados diários corrigidos as médias trimestrais.

$$v = v_0 \frac{\log\left(\frac{H}{z_0}\right)}{\log\left(\frac{H_0}{z_0}\right)} = v_0 \frac{\log\left(\frac{46}{0,001}\right)}{\log\left(\frac{50}{0,001}\right)} = v_0 0,992 \quad (\text{V.1})$$

Onde v representa os novos valores diários de velocidade de vento referenciados para altura de 46 metros; v_0 cada valor diário da série observada corrigida para altura de 50 metros; z_0 o comprimento da rugosidade verificada no Atlas para a localidade; H a altura desejada; e H_0 a altura de referência.

Para a realização de um estudo de análise financeira determinística de uma fazenda eólica hipotética a ser construída na localidade do sítio de medição de velocidade de vento no Pará, foi preciso calcular a potência média anual gerada. Nesse sentido, os dados da série de velocidade de vento observada corrigida foram transformados em potências diárias com base na curva de potência do aerogerador deste caso.

A seguir será descrito o estudo de caso correspondente à esta fazenda eólica hipotética. Primeiro foi feita uma análise determinística e, em seguida, foram apresentadas e aplicadas as metodologias propostas de análise de risco.

A Figura V-1 resume as etapas das análises determinística e de risco financeiro realizadas neste estudo.

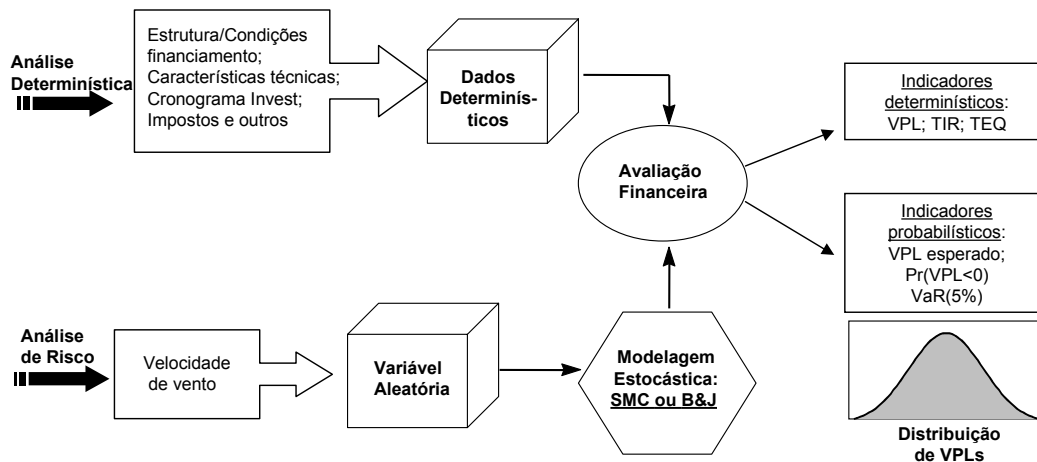


Figura V-1 – Etapas da Análise Determinística e de Risco Financeiro

Fonte: Baseado em MELO *et al.* (1999)

V.2 ANÁLISE FINANCEIRA: ESTUDO DE CASO

Como o estudo de caso corresponde a um parque eólico hipotético, procurou-se adotar valores reais para custos, incluindo impostos e taxas, de forma a espelhar uma situação mais próxima da realidade atual, para o cálculo do fluxo de caixa do empreendimento. Os principais parâmetros adotados são apresentados na Tabela V-1. Destaca-se que no custo de investimento não foi incluído o custo de conexão com a rede elétrica e nem aluguel ou arrendamento de terreno. De acordo com o cálculo da potência média anual (8,46MW) – média das potências diárias – foi possível obter o fator de capacidade médio, de 28,20%. Como a capacidade instalada adotada foi de 30MW, foram então considerados 50 aerogeradores de 600kW.

Em observância ao disposto na Lei 10.762/2003 e como foi considerado que este parque eólico participará do PROINFA, toda a energia gerada terá garantia de compra pela ELETROBRÁS ao preço do valor econômico da tecnologia de geração eólica (entre R\$ 180,18 e R\$ 204,35). Mas como este valor ainda não havia sido divulgado pelo Ministério de Minas e Energia durante a execução deste trabalho, foi adotada a hipótese de tarifa de R\$ 221/MWh (dentro do intervalo da consulta pública da ANEEL em julho de 2003 entre R\$ 191,7 e R\$ 231,68).

Esses dados foram utilizados no Programa ANAFIN para realização do estudo. O ANAFIN considera regras contábeis vigentes para projeção do fluxo de caixa do projeto. Todos os resultados se referem à perspectiva do investidor.

Tabela V-1 – Principais Premissas Adotadas

Parâmetro	Unidade	Valor
Dados Gerais		
Ano Inicial do Estudo	-	2004
Vida Útil do Projeto	anos	20
Período de Estudo	anos	20
Capacidade Instalada	MW	30
Fator de Capacidade	%	28,2
Potência Comercializada	MWmed	8,46
Taxa de Câmbio	R\$/US\$	2,9
Receita		
Tarifa de Energia Contratada	R\$/MWh US\$/MWh	221,00 76,21
Investimento		
Total	Milhões R\$	80,00
Custo de instalação	US\$/kW	919,54
Financiamento		
TJ	%	12,5
Amortização	anos	12
Carência Principal	anos	1
Sistema de Amortização		SAC
Despesas		
O&M fixo	milhões R\$/ano	1,100
Encargo de Transmissão	R\$/KW.ano	12,04
Custo de Capital Próprio	% aa	15,00
Estrutura de Capital	%	CP:30 / CT:70
Cronograma de Instalação		
Nº Maquinas	Unidades	50
Potência	MWmed	30,00

Fonte: Elaboração própria

V.3 ANÁLISE DETERMINÍSTICA

Nesta seção é feita uma análise determinística (análise financeira tradicional), i.e., sem considerar a incerteza associada à aleatoriedade da velocidade do vento.

A Tabela II-2 apresenta os valores obtidos para os indicadores financeiros do Valor Presente Líquido (VPL), Taxa Interna de Retorno (TIR) e Tarifa de Equilíbrio (TEQ). Constata-se que o projeto é atrativo para o investidor, pois a rentabilidade auferida (TIR = 15,5%) é superior ao custo do capital próprio adotado (15%), o que também é

confirmado pela obtenção de um VPL positivo (1,01 milhões de reais), demonstrando viabilidade do projeto. Observa-se, também, que a tarifa de equilíbrio associado às premissas utilizadas neste projeto é igual a R\$ 217,21, abaixo da tarifa de venda estabelecida para este estudo (R\$ 221).

Tabela V-2 – Resultados da Análise Determinística

Indicadores Financeiros	Resultados
VPL [MR\$]	1,01
TIR [%a.a.]	15,5
TEQ [R\$/MWh]	217,21

Fonte: Elaboração própria

V.4 ANÁLISE DE SENSIBILIDADE

A análise de sensibilidade evidencia a grande relação de dependência existente entre o Valor Presente Líquido (VPL) e o Fator de Capacidade (FC). Uma pequena variação no FC afeta sensivelmente o VPL como mostra a Figura V-2. Por isso, faz-se necessária a avaliação de risco financeiro de projetos de geração eólica considerando diversos valores de potências médias mensais, que nada mais é do que variar o fator de capacidade.

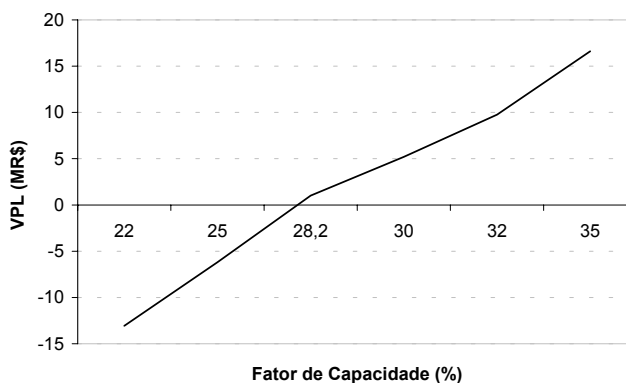


Figura V-2 – Fator de Capacidade x Valor Presente Líquido

Fonte: Elaboração própria

Para a realização da análise probabilística foram geradas, utilizando-se o método de simulação Monte Carlo e a modelagem Box&Jenkins, 1.000 séries sintéticas de velocidade de vento com comprimento unitário de 7.200 dias (360 dias vezes 20 anos) a partir da série observada corrigida. Esses valores diários gerados foram

transformados em potência diárias com base na curva de potência do aerogerador escolhido para este estudo (Figura II-8) e, em seguida, agregados em potências mensais ao longo de 20 anos. Este conjunto de valores amostrados constitui um cenário aleatório, para o qual foi realizada uma análise financeira, obtendo-se um conjunto de indicadores financeiros condicionados a este cenário.

A partir da primeira técnica proposta, SMC, tentou-se gerar valores aleatórios de velocidades de vento baseado na distribuição de Weibull, dado que é a distribuição mais usada para modelar a curva de frequência das velocidades de vento. Em seguida, as séries sintéticas foram geradas com base na distribuição empírica de probabilidade da série de velocidade de vento observada corrigida. Essa metodologia, relativamente simples, busca replicar, na média, a série original, assim podendo servir de parâmetro para analisar outras metodologias. A segunda técnica, B&J, gerou velocidades de vento aleatórias a partir do resíduo do ajuste da série histórica corrigida, com distribuição normal, que, em seguida, considerou a estrutura de dependência da série observada com base na combinação dos modelos autoregressivo e média móvel. Essa abordagem considera sazonalidade, ciclos e tendências e permite a geração de séries sintéticas que reproduzam observações individuais.

V.5 GERAÇÃO DE SÉRIE SINTÉTICAS

Primeiro serão apresentados os histogramas das séries observadas de velocidade de vento e suas potências diárias correspondentes para um aerogerador - Figura V-3 e V-4. A Tabela V-3 mostra um resumo desses dados observados.

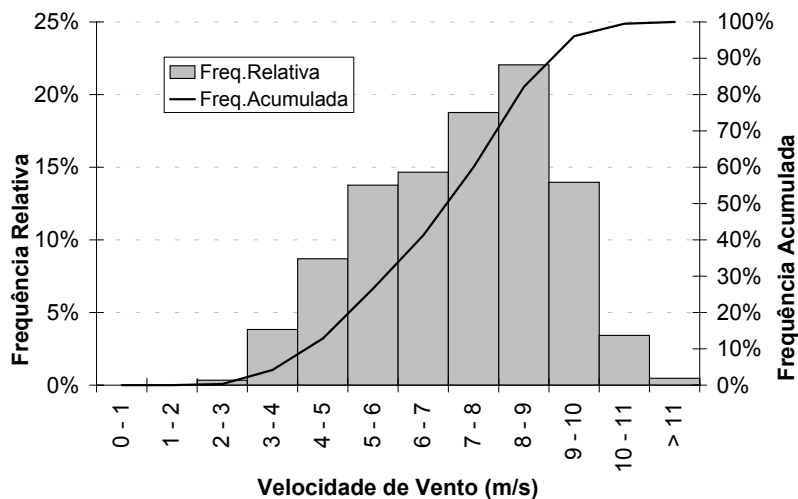


Figura V-3 - Histograma das Velocidades de Vento Diárias da Série Observada

Fonte: Elaboração própria

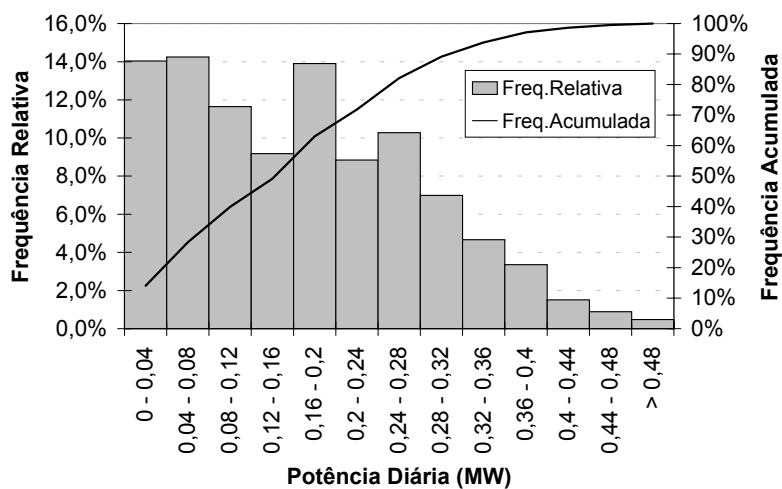


Figura V-4 – Histograma das Potências Diárias da Série Observada

Fonte: Elaboração própria

Tabela V-3 – 1.460 Potências Diárias Observadas (MW)

Mínimo [MW]	0,00
Média [MW]	0,17
Máximo [MW]	0,50
Desvio Padrão	0,11
Fator de Capacidade [%]	28,20

Fonte: Elaboração própria

V.5.1 Simulação de Monte Carlo

A) Distribuição de Weibull

Como dito anteriormente, verificou-se que a duração e a ocorrência de velocidades de vento (v) é normalmente aproximada pela distribuição de Weibull. A energia provinda dos ventos é calculada a partir dos valores de potência gerada, multiplicados pelo tempo de duração de ocorrência, conforme os intervalos de velocidade de vento (AMARANTE, 2001). A função de densidade de probabilidade da distribuição de Weibull depende dos parâmetros de escala, A , e de forma, k :

$$f(v) = \frac{k}{A} \left(\frac{v}{A}\right)^{(k-1)} \exp\left(-\frac{v}{A}\right)^k \quad (\text{V.2})$$

Quanto maior for o valor de k , maior será a constância da velocidade de vento. A distribuição pode apresentar tanto assimetria positiva quanto negativa, dependendo dos valores dos parâmetros.

A velocidade média anual é definida como a área total sob a curva da função de densidade de probabilidade, $f(v)$, integrada entre zero e infinito, dividida pelo total de horas em um ano. Logo, a expressão integral pode ser aproximada pela função gama (FEITOSA *et al.*, 2002):

$$\bar{v} = \frac{1}{8760} \int_0^{\infty} f(v)v dv = A\Gamma\left(1 + \frac{1}{k}\right) \quad (\text{V.3})$$

Os parâmetros desta distribuição podem ser estimados a partir do método dos momentos. Neste caso, são estimados com base no primeiro momento (média) e no segundo momento (variância):

$$A = \frac{\bar{v}}{\Gamma\left(1 + \frac{1}{k}\right)} \quad (\text{V.4})$$

$$k = \left(\frac{\sigma}{\bar{v}}\right)^{-1,086} \quad (\text{V.5})$$

Onde \bar{v} é a velocidade média [m/s], σ o desvio padrão da série observada e Γ a função gama (idem).

Neste estudo, os valores encontrados para os parâmetros A e k da série observada corrigida de velocidade de vento foram os seguintes:

A = 7,95 m/s e k = 4,68

A Figura V-5 apresenta a função de densidade de probabilidade de Weibull e a distribuição de frequência relativa da série de velocidade de vento observada corrigida.

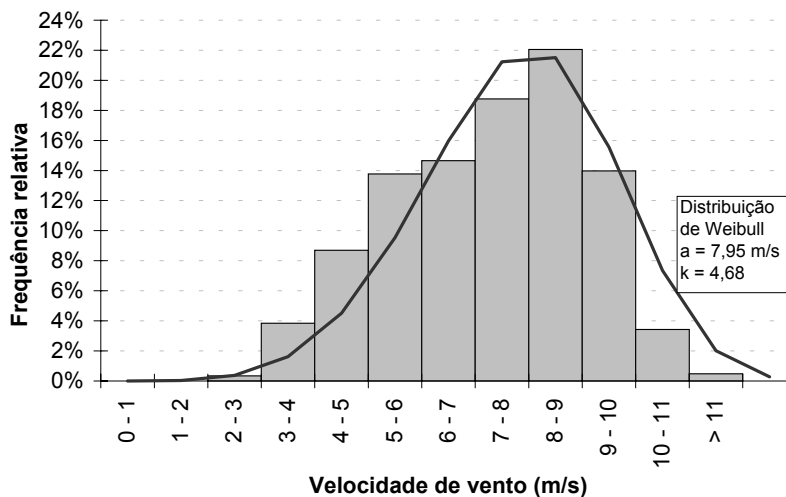


Figura V-5 – Função de Densidade de Probabilidade da Weibull

Fonte: Elaboração própria

Entretanto, ao se verificar se os parâmetros foram bem estimados, utilizando-se o teste de aderência de Kolmogorov-Smirnov, observou-se que foi rejeitada a hipótese de adequação do ajuste para níveis de significância inferiores a 1% e p-valor próximo a zero. Portanto, não foi possível gerar séries sintéticas de velocidade de vento a partir da Distribuição de Weibull. Isto provavelmente pode ter ocorrido devido à dificuldade da obtenção de uma série completa de velocidade de vento.

B) Distribuição Empírica de Probabilidade

Com base na distribuição de frequência acumulada da série histórica corrigida, definida a partir de uma distribuição uniforme com intervalo entre 0 e 1, foram sorteados valores aleatórios de velocidade de vento para gerar as 1.000 séries

sintéticas com comprimento, cada uma delas, de 7.200 dias (360 dias vezes 20 anos). Esses valores sorteados foram transformados em potências diárias com base na curva de potência do aerogerador e, em seguida, agregados em valores mensais para a realização da análise de risco financeiro. A Figura V-6 ilustra as etapas da Simulação de Monte Carlo para geração de séries sintética, a partir da distribuição de frequência acumulada:

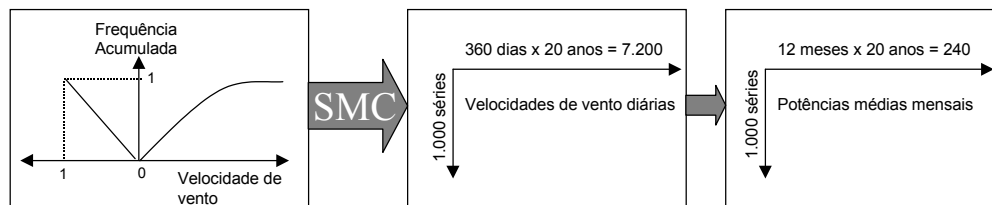


Figura V-6 – Etapas da SMC

Fonte: Elaboração própria

A Figura V-7, do histograma das 7.200.000 potências diárias calculadas para uma turbina, apresenta um formato aproximado da série observada, conforme o esperado, dado que a SMC visa replicar a série original. A Tabela V-4 mostra os indicadores estatísticos calculados para esses dados. Apesar do fator de capacidade - de 28,13% - ser ligeiramente inferior ao da série histórica - de 28,20% - a média das potências foi exatamente a mesma. Além disso, o intervalo entre os valores mínimos e máximos respeitou os limites da série original, conforme o esperado, dado que os sorteios foram baseados no histograma dos dados originais.

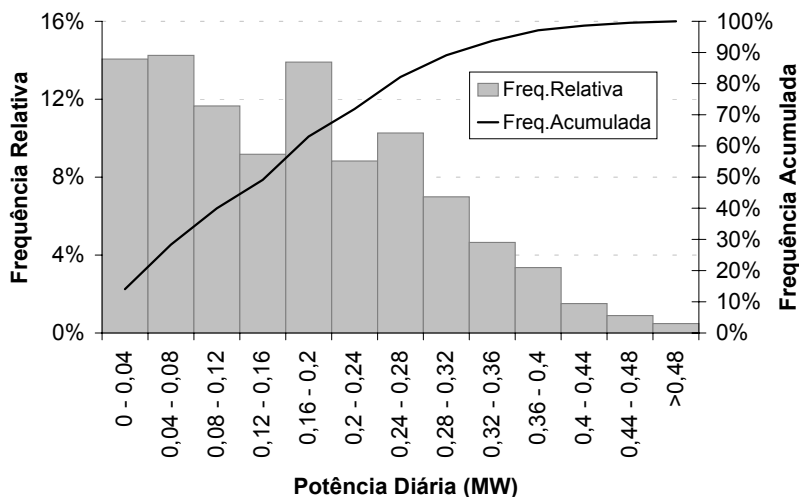


Figura V-7 – Histograma das 1.000 Séries Sintéticas de Potências Diárias – SMC

Fonte: Elaboração própria

Tabela V-4 – 7.200.000 Potências Diárias (MW)

Mínimo [MW]	0,01
Média [MW]	0,17
Máximo [MW]	0,51
Desvio Padrão	0,11
Fator de Capacidade [%]	28,13

Fonte: Elaboração própria

A Figura V-8 exibe o histograma das 1.000 séries sintéticas de potências mensais para os 50 aerogeradores considerados e a Tabela V-5 demonstra os indicadores estatísticos calculados para esses dados e também para 1 turbina eólica. Dado que foi calculada a média das potências diárias, era de se esperar que o histograma das potências médias mensais apresentasse a aparência de uma distribuição normal.

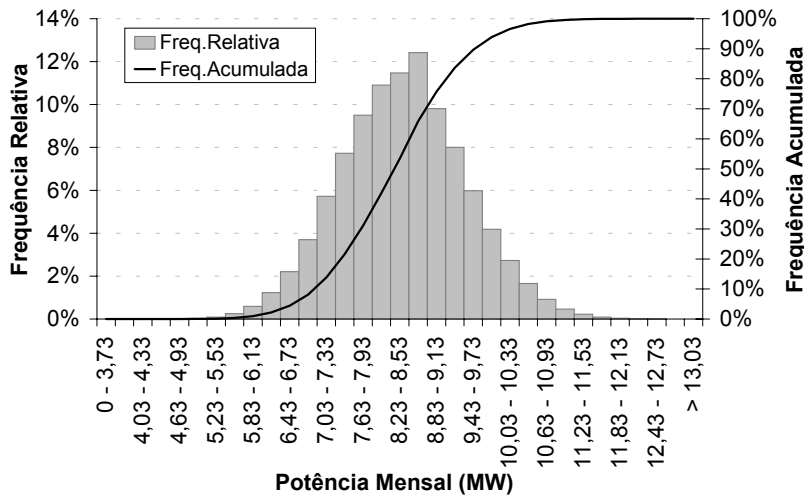


Figura V-8 - Histograma das 1.000 Séries Sintéticas de Potências Mensais– SMC

Fonte: Elaboração própria

Tabela V-5 – 240.000 Potências Mensais (MW)

	50 Turbinas	1 Turbina
Mínimo [MW]	3,73	0,07
Média [MW]	8,44	0,17
Máximo [MW]	13,23	0,26
Desvio Padrão	1,03	0,02
Fator de Capacidade [%]	28,13	

Fonte: Elaboração própria

A partir da semelhança dos resultados obtidos, do ponto de vista das estatísticas apresentadas, das séries sintéticas com relação à série observada de velocidade de vento, conclui-se que esta última foi bem estimada, na média, pela Simulação de Monte Carlo.

V.5.2 Box&Jenkins

Normalmente, os estudos de medição de velocidade de vento, dado que este depende diretamente da temperatura e pressão do local, verificam um comportamento sazonal ao longo do ano. Como na SMC essa característica típica dos ventos não foi considerada, foi então proposta a modelagem de séries temporais para o processo de geração de séries sintéticas de velocidade de vento. A metodologia Box&Jenkins empregada neste estudo é um modelo de séries temporais que considera sazonalidade, ciclos e tendências. Sendo assim, para modelar a sazonalidade da série diária observada adaptou-se o uso da harmônica utilizado para séries mensais em AMARAL (1996). Lembrando que a série temporal para ser estimada precisa estar livre de sazonalidade ou tendências para conseguir capturar a estrutura de dependência da série observada.

A seguir, são apresentadas as etapas seguidas neste estudo para a modelagem do processo de B&J:

Etapa 1. Para pradonizar a série original e facilitar o estudo, foi retirada da série histórica corrigida de velocidade de vento a sua média para trabalhar com média zero (Série = Velocidade Observada Corrigida – Média).

Etapa 2. Foi utilizada a harmônica (H_t) para modelar a sazonalidade, como apresentado na Figura V-9 a partir da seguinte equação:

$$H_t = \alpha \cos\left(\frac{2\pi t}{365}\right) + \beta \text{sen}\left(\frac{2\pi t}{365}\right) \quad (\text{V.6})$$

Onde α e β representam os coeficientes de amplitude da harmônica e $\cos()$ e $\text{sen}()$ os períodos, neste caso de 1 ano. Para calcular os coeficientes da harmônica, foi empregado o método que minimiza os erros absolutos usando o solver do Excel:

$$\alpha = 0,4857 \text{ e } \beta = -1,9255$$

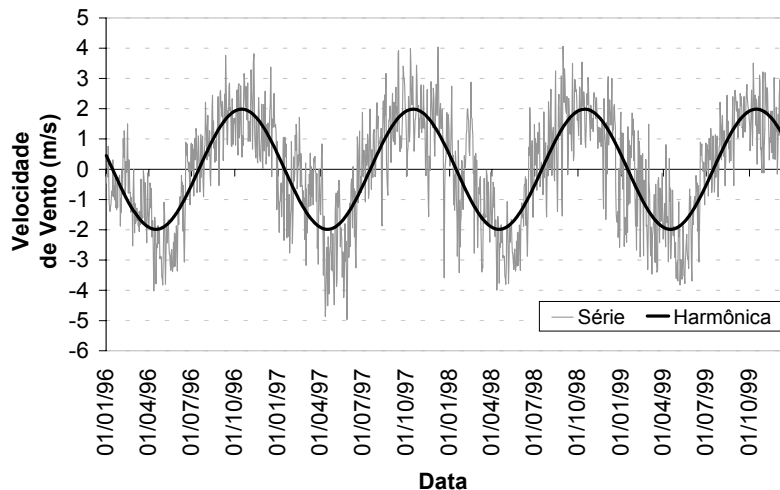


Figura V-9 – Série Histórica Corrigida e Harmônica

Fonte: Elaboração própria

A série estacionária obtida nesta etapa foi denominada de V'_t ($V'_t = \text{Série}_t - H_t$).

Etapa 3. Foi realizado o tratamento da série V'_t para capturar a estrutura de dependência da série observada. A partir do pacote estatístico EViews 4 foi feita a regressão desta série usando a metodologia B&J. Neste caso, constatou-se que a velocidade de vento (variável dependente) segue dois processos estocásticos. Um autoregressivo de primeira ordem, ou AR(1), e outro média móvel de segunda ordem, ou MA(2), logo, um ARMA(1,2). Os valores encontrados para os processos estocásticos de ordem p e q foram os seguintes:

$$\text{AR}(1) = 0,882068; \quad \text{MA}(1) = -0,328128; \quad \text{MA}(2) = -0,290608$$

Etapa 4. Foi feito o teste de hipótese de Durbin-Watson para verificar a existência ou não de autocorrelação entre os dados passados da série V'_t (termos independentes) (WONNACOTT, 1990). Verificou-se que foi aceita a hipótese nula de que não existe autocorrelação, indicando que a série pode ser classificada como ruído branco, ou seja, é puramente aleatória.

Em seguida, foi realizado o teste de aderência Kolmogorov-Smirnov para verificar a normalidade da série V'_t . Desta vez, ao verificar se os parâmetros foram bem estimados, observou-se que foi aceita a hipótese de adequação do ajuste para níveis de significância superiores a 20%.

Logo, dado que o modelo se mostrou adequado, foi possível gerar séries sintéticas de velocidade de vento a partir da modelagem B&J.

Etapa 5. Foram geradas 1.000 séries sintéticas de velocidade de vento diárias. A equação (V.7) apresenta o modelo que gerou essas séries:

$$V_t = AR(1)V'_{t-1} + MA(1)\gamma_{t-1} + MA(2)\gamma_{t-2} + \gamma_t + H_t + Média \quad (V.7)$$

Onde V_t corresponde à velocidade de vento gerada; γ_t os valores aleatórios que foram gerados com base na distribuição Normal (0,1); H_t a componente harmônica; e a Média da série observada corrigida.

Como a série observada inicia-se em 1º de janeiro de 1996 ($t = 1$) e termina em 31 de dezembro de 1999 ($t = 1460$), o primeiro valor de velocidade de vento será estimado em $t = 1461$.

Para $t = 1461$, tem-se:

$$V'_{t-1} = V'_{1460} = 0,5253 - \text{último valor da série } V';$$

$$\gamma_{t-1} = \gamma_{1460} = 0,00192 - \text{valor do último resíduo da regressão da série } V' \text{ calculado pelo Eviews 4};$$

$$\gamma_{t-2} = \gamma_{1459} = 1,35087 - \text{valor do penúltimo resíduo da regressão da série } V' \text{ calculado pelo Eviews 4};$$

$$V_{1461} = 0,882068 \times 0,5253 - 0,328128 \times 0,00192 - 0,290608 \times 1,35087 + \gamma_{1461} + H_{1461} + 7,3$$

Para $t = 1462$, tem-se:

$$V'_{t-1} = V'_{1461} = AR(1)V'_{1460} + MA(1)\gamma_{1460} + MA(2)\gamma_{1459} + \gamma_{1461};$$

$$\gamma_{t-1} = \gamma_{1461} - \text{valor aleatório gerado para } \gamma_{1461} \text{ com base na distribuição normal } (0,1);$$

$$\gamma_{t-2} = \gamma_{1460} = 0,00192 - \text{valor do último resíduo da regressão da série } V';$$

$$V_{1462} = 0,882068 \times V'_{1461} - 0,328128 \times \gamma_{1461} - 0,290608 \times \gamma_{1460} + \gamma_{1462} + H_{1462} + 7,3$$

Para $t \geq 1463$, tem-se:

$$V'_{t-1} = V'_{1462} = AR(1)V'_{1461} + MA(1)\gamma_{1461} + MA(2)\gamma_{1460} + \gamma_{1462};$$

$\gamma_{t-1} = \gamma_{1462}$ – valor aleatório gerado em $t = 1462$;

$\gamma_{t-2} = \gamma_{1461}$ – valor aleatório gerado em $t = 1461$;

$$V_{1463} = 0,882068 \times V'_{1462} - 0,328128 \times \gamma_{1462} - 0,290608 \times \gamma_{1461} + \gamma_{1463} + H_{1463} + 7,3$$

A Figura V-10, do histograma de 7.200.000 potências diárias das séries sintéticas para uma turbina, geradas pela modelagem B&J, também apresentou um formato aproximado da série observada, dado que essa técnica busca manter as características da série observada. A Tabela V-6 apresenta os indicadores estatísticos calculados para esses dados. O fator de capacidade de 28,15% também se mostrou ligeiramente inferior e o valor máximo passou um pouco do limite superior dos dados observados. No entanto, a média das potências foi exatamente a mesma.

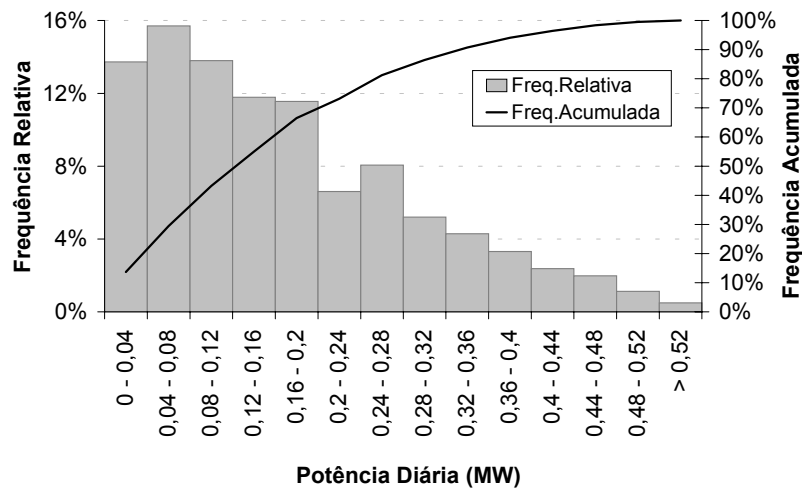


Figura V-10 – Histograma das 1.000 Séries Sintéticas de Potências Diárias – B&J

Fonte: Elaboração própria

Tabela V-6 – 7.200.000 Potências Diárias (MW)

Mínimo	0,00
Média	0,17
Máximo	0,60
Desvio Padrão	0,12
Fator de Capacidade [%]	28,15

Fonte: Elaboração própria

A Figura V-11 mostra o histograma das 1.000 séries sintéticas de potências média mensais, para os 50 aerogeradores considerados, com aparência assimétrica. Neste caso, como a série depende da autoregressividade, não há nenhum compromisso com a distribuição normal no histograma de frequência relativa das potências médias mensais. A Tabela V-7 apresenta os indicadores estatísticos para esses dados calculados para 1 e para 50 turbinas eólicas.

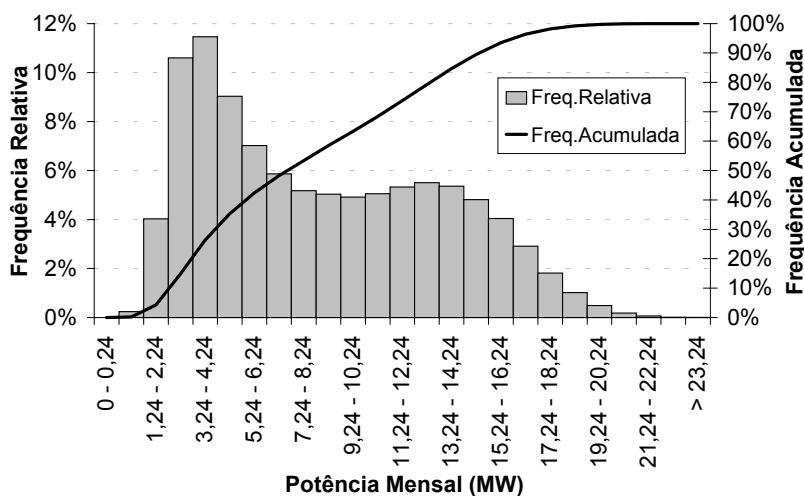


Figura V-11 - Histograma das 1.000 Séries Sintéticas de Potências Mensais – B&J

Fonte: Elaboração própria

Tabela V-7 – 240.000 Potências Mensais (MW)

	50 Turbinas	1 Turbina
Mínimo [MW]	0,24	0,00
Média [MW]	8,45	0,17
Máximo [MW]	23,82	0,48
Desvio Padrão	4,08	0,10
Fator de Capacidade [%]	28,15	

Fonte: Elaboração própria

Diante da semelhança dos resultados obtidos das séries sintéticas com os dados observados, pode-se concluir, novamente, que a série observada de velocidade de vento foi bem estimada pela modelagem Box&Jenkins.

V.5.3 Comparação dos Resultados

Para melhor visualização dos resultados obtidos, a Tabela V-8 compara os indicadores estatísticos das potências diárias geradas a partir das metodologias de SMC e B&J com a série observada corrigida para uma turbina eólica.

Tabela V-8 – 1.000 Séries Sintéticas de Potências Diárias [MW]

1.000 Séries Sintéticas	Potência Observada Corrigida	SMC	B&J
Mínimo [MW]	0,00	0,01	0,00
Média [MW]	0,17	0,17	0,17
Máximo [MW]	0,50	0,51	0,60
Desvio Padrão	0,11	0,11	0,12
Fator de Cap. [%]	28,20	28,13	28,15

Fonte: Elaboração própria

Os resultados das potências mensais mostram fatores de capacidade próximos ao da série histórica, assim como médias iguais e limites de intervalos (mínimo e máximo) de potência coerentes. Logo, observa-se que a série histórica de velocidade de vento corrigida foi bem estimada, do ponto de vista das estatísticas apresentadas, por ambas as metodologias.

A sugestão de duas abordagens distintas para representar os dados observados deve-se ao fato de que é melhor para comparar os modelos propostos entre si. Além disso, como a SMC busca replicar, na média, a série observada, pode servir de um bom modelo de comparação para outras metodologias.

V.6 ANÁLISE DE RISCO

O objetivo da análise de risco é estudar o impacto de diversas condições de velocidades de vento na avaliação financeira associada à localização da usina, neste caso no Pará. A partir das premissas adotadas na análise determinística e das 1.000 séries sintéticas de potências médias mensais geradas a partir do sorteio aleatório das duas abordagens propostas, foi possível calcular o fluxo de caixa para cada uma delas, considerando o período de estudo de 20 anos. Assim, para cada série foram

calculados os indicadores financeiros mencionados no Capítulo 3, sendo possível, ao final do processo, estimar os seus valores esperados bem como as distribuições empíricas de probabilidades.

As Figura V-12 e V-13 apresentam as distribuições empíricas de probabilidade dos VPLs obtidos a partir da Simulação de Monte Carlo e de Box&Jenkins. A Tabela V-9 apresenta os valores máximos, mínimos e esperado do VPL, em milhões de reais, para as duas situações, entre outros indicadores probabilísticos financeiros.

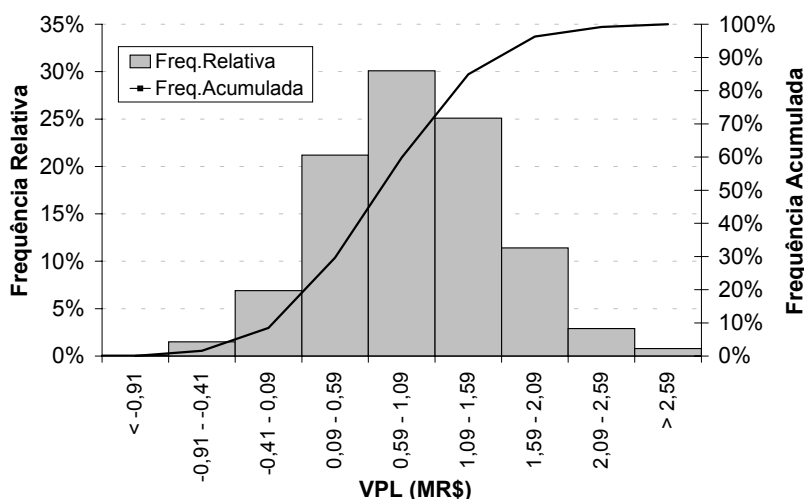


Figura V-12 – Histograma dos VPLs (MR\$) – SMC

Fonte: Elaboração própria

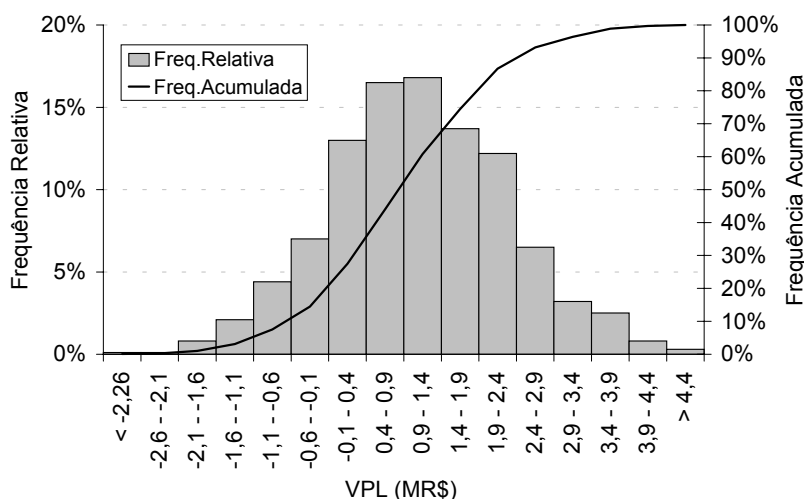


Figura V-13 – Histograma dos VPLs (MR\$) – B&J

Fonte: Elaboração própria

Tabela V-9 – Resultados da Análise de Risco

Indicadores Financeiros	SMC	B&J
VPL _{mínimo} [MR\$]	-0,91	-2,60
VPL _{esperado} [MR\$]	0,94	1,11
VPL _{máximo} [MR\$]	3,01	4,82
VaR (5%) [MR\$]	-0,11	-0,82
VaR (1%) [MR\$]	-0,54	-1,59
Pr (VPL<0) [%]	6,60	17,00
ROC _{médio} [%]	1,20	1,40
Coef.Var.Est. [%]	2,15	3,42

Fonte: Elaboração própria

A partir dos resultados obtidos, nota-se uma grande sensibilidade da atratividade do projeto com relação as premissas adotadas. Também se observa que, para este projeto, existe uma grande aderência dos resultados determinísticos com os probabilísticos. Ou seja, quando a análise determinística apontou a atratividade do projeto (VPL de MR\$ 1,01), nas condições estabelecidas, sua conclusão foi corroborada pela análise probabilística (VPLs esperados de MR\$ 0,94 na SMC e MR\$ 1,11 em B&J).

Na SMC verifica-se que 6,6% dos cenários rejeitam o investimento do projeto e no B&J, 17%. Além disso, os *Value at Risk* (VaR) de 5%, indicam que para 50 dos 1.000 VPLs registraram-se abaixo de R\$ -0,11 milhões, na SMC, e de R\$ - 0,82 milhões, em B&J. Embora, apresente atratividade do projeto na maioria dos cenários, em ambos os casos, o *Return on Capital* (ROC) calculados para o VPL_{esperado} foi de 1,2% e 1,4%, respectivamente, não são demasiadamente elevado, atingindo valores máximos de 3,8% e 6,0% (para VPL_{máximo}).

O coeficiente de variação estimado menor que 5%, verificado nas duas situações, confirma que as gerações de 1.000 séries sintéticas são suficientes para esta modelagem.

A dispersão maior dos VPLs da modelagem de Box&Jenkins deve-se ao fato de que o intervalo de potências na geração de séries sintéticas ter se apresentado maior do que o da série original. Isto porque as velocidades geradas não foram limitadas ao intervalo de frequência acumulada como na SMC.

A partir dos indicadores probabilísticos obtidos é possível verificar a dispersão dos VPLs, ou seja, observar diversos possíveis cenários de retorno financeiro dado a

variação das potências mensais. Além de conseguir quantificar o potencial de perda do investidor e obter a probabilidade de VPLs menores do que zero.

Não obstante, a análise probabilística, indubitavelmente, agrega valor ao processo de tomada de decisão de investimento por conseguir quantificar o grau de atratividade do projeto.

CAPÍTULO VI

CONCLUSÃO

VI.1 CONSIDERAÇÕES GERAIS

Atualmente, as empresas se encontram, cada vez mais, expostas a incertezas de diversas naturezas, tais como financeira, política, ambiental ou, até mesmo, quanto à disponibilidade de recursos energéticos. Por isso, é importante que os investidores identifiquem quais os principais riscos associados aos projetos em que tenham interesse, de forma a minimizar seus impactos no retorno financeiro.

Para reduzir as incertezas associadas à operação dos projetos de geração eólica, foram desenvolvidos, e ainda estão sendo aprimorados, modelos de previsão de curto prazo de velocidade de vento. A fonte eólica, por ser intermitente, requer previsões de curto prazo de geração de energia elétrica as mais precisas possíveis e, conseqüentemente, modelos aptos a fazê-las. Assim, possibilitando a programação de um despacho adequado do sistema, a fim de melhor atender a demanda por energia elétrica.

Talvez por essa razão, a revisão da literatura realizada para este estudo mostrou que estão sendo desenvolvidos apenas dois trabalhos de previsão de longo prazo de velocidade de vento. Tais trabalhos, apesar de destacarem a importância de se estenderem as previsões para 10 ou mais anos para a análise financeira dos projetos de geração de energia eólica, não se propõem a apresentá-la, possivelmente, pelo caráter estratégico dessas análises para as empresas do setor.

Nesse sentido, a contribuição deste estudo consiste na elaboração de metodologias de análise de risco financeiro, que considerem as incertezas associadas às velocidades de vento para um parque eólico hipotético. A análise de risco sugerida, baseada na Simulação de Monte Carlo e no modelo de Box&Jenkins, possibilita o

cálculo do valor esperado dos indicadores financeiros, tais como a Taxa Interna de Retorno (TIR) e o Valor Presente Líquido (VPL), além das suas distribuições empíricas de probabilidades e o Value-at-Risk do projeto. Os valores dos indicadores financeiros, obtidos para os diversos cenários aleatórios gerados a partir dos valores amostrados de velocidade de vento, representam diversos possíveis cenários de retorno financeiro para o projeto em questão. A partir dos indicadores estatísticos encontrados por ambas as metodologias, pode-se concluir que a série observada foi bem estimada, tornando possível, a análise de risco financeiro do projeto eólico em consideração.

É importante ressaltar as diferenças entre as duas abordagens utilizadas neste trabalho. A Simulação de Monte Carlo simplesmente faz um sorteio de velocidades de vento, a partir da distribuição de frequências acumuladas. Assume implicitamente, portanto, que as velocidades de vento são independentes. Essa hipótese de independência seria inaplicável se o objetivo fosse produzir séries sintéticas de velocidade de vento para previsão de geração elétrica. No entanto, como o que se deseja é verificar como, na média, as velocidades de vento se comportam, com a finalidade de análise financeira, a SMC é aceitável, com a vantagem adicional de ser extremamente simples.

No método Box&Jenkins, as principais características das séries de velocidade de vento (periodicidade, autocorrelação e média móvel) são consideradas, permitindo a construção de séries sintéticas com finalidades múltiplas. Em suma, a abordagem B&J é mais aderente à realidade, mas com um nível de complexidade maior que a SMC. No entanto, este trabalho mostrou que, para fins de análise financeira de longo prazo – considerando o período de estudo do projeto –, as duas metodologias apresentam resultados semelhantes. Sendo assim, os resultados obtidos, tanto dos indicadores estatísticos como financeiros, puderam ser comparados entre si, bem como com a análise financeira tradicional (determinística).

Apesar de os VPLs esperados das duas análises probabilísticas terem registrado valores próximos ao do VPL da análise determinística, o estudo probabilístico permite aos investidores analisar as dispersões dos VPLs, o potencial de perda do investidor, a probabilidade de VPLs negativos e os valores esperados dos indicadores financeiros de cada cenário. Essa análise agrega valor ao processo de tomada de decisão de investimento, por conseguir quantificar o grau de atratividade do empreendimento. Neste estudo, a análise determinística considerou apenas o valor médio das potências

diárias, ou seja, o fator de capacidade médio do local escolhido, baseado em sua série histórica de velocidade de vento e na curva de potência do aerogerador.

Com relação à importância do desenvolvimento de metodologias de análise de risco financeiro de projetos de geração eólica, capazes de considerar a aleatoriedade da velocidade de vento, diversos fatores podem ser destacados. Dentre eles cabe citar: a forte tendência mundial de investimentos em parques eólicos, devida à redução dos custos de investimento e de geração; a conscientização ecológica; e as políticas governamentais de incentivo ao desenvolvimento da tecnologia.

No Brasil, a previsão realizada pelo CCPE/MME indicou um crescimento médio de 6% a.a do consumo de energia elétrica para o próximo decênio. Para atender a esse aumento de carga, o governo espera que as fontes renováveis complementem a matriz energética brasileira. Além disso, o Brasil explora uma porção mínima (22MW) do seu grande potencial de geração de energia eólica. Portanto, a possível penetração dessa fonte na matriz energética brasileira também pode ser considerada como um incentivo para a aplicação de metodologias de análise de risco. Essas metodologias também podem vir a ser útil na revisão dos valores econômicos do PROINFA, ao longo dos próximos anos.

A análise de risco financeiro e de viabilidade econômica de fazendas eólicas requer uma série de dados de velocidade de vento diária, de pelo menos alguns anos, dependendo do regime de ventos, para melhor capturar as características da série. Portanto, devido à dificuldade de se obterem, no Brasil, dados confiáveis e completos foi preciso corrigir a série observada de um determinado sítio de medição no Pará, adquirida para este estudo. Por isso, as falhas existentes nessa série de dados tiveram que ser preenchidas com os valores médios observados no mesmo período dos outros anos. Além disso, as velocidades tiveram que ser elevadas de acordo com as médias trimestrais registradas nos mapas do Atlas do Potencial Eólico Brasileiro (AMARANTE *et al.*, 2001). À medida que os dados de velocidade de vento se tornem cada vez mais disponíveis e confiáveis ao domínio público, mais pesquisas e desenvolvimentos podem proporcionar melhores modelos e avaliações dos resultados.

VI.2 SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS

A seguir são apresentadas algumas das linhas sugeridas de trabalhos futuros que podem estender os estudos apresentados nesta dissertação:

- ✓ Aplicação de outras metodologias de análise probabilística que contribuam para mitigar os riscos associados à aleatoriedade da velocidade do vento. Como por exemplo, pode ser citado o desenvolvimento de um modelo que leve em conta o contrato de compra e venda das Reduções Certificadas de Emissões (RCEs) e que conseqüentemente pode incrementar a taxa interna de retorno do projeto de geração eólica;
- ✓ Consideração de outras incertezas associadas ao risco da geração eólica, como por exemplo, o custo de operação e manutenção, o custo de instalação, as condições de financiamento e o cronograma de instalação;
- ✓ Aplicação da metodologia desenvolvida para outros sítios (séries de velocidade de vento);
- ✓ Introdução de uma função utilidade no modelo de avaliação financeira, indicando as preferências do investidor com relação ao risco;
- ✓ Representação de incerteza na geração de energia eólica nos modelos de coordenação hidrotérmica;
- ✓ Com o avanço tecnológico das turbinas eólicas tem se dado de forma significativa, seria interessante a consideração da substituição das máquinas ao longo do período de estudo na análise de investimentos; e
- ✓ Consideração de fenômenos cíclicos como “El niño” e “La niña” que podem ser importantes no comportamento da velocidade do vento para a avaliação financeira de longo prazo, dificultando ainda mais a geração de séries sintéticas.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- ALDABÓ, R., 2002, *Energia Eólica*, São Paulo, Brasil, Artliber Editora.
- AMARAL, M.R.S., 1996, *Modelos em Espaço de Estado: Formulação Multivariada Aplicada à Previsão de Carga Elétrica*, dissertação de mestrado, Departamento de Engenharia Elétrica/PUC-Rio, Rio de Janeiro, RJ, Brasil.
- AMARANTE, O.A.C., 2001, *Estado do Ceará: Atlas do Potencial Eólico*, Ceará, Brasil.
- AMARANTE, O.A.C., BROWER, M., ZACK, J., SÁ, A.L., 2001, *Atlas do Potencial Eólico Brasileiro*, Brasília, Brasil.
- AWEA, 2003, *Wind Power Outlook 2003*, Washington D.C.
- AWEA, 2004, *Wind Energy Projects Throughout the United States of America*. Disponível em: <<http://www.awea.org>>. Acesso em: 16 fevereiro 2004.
- BARROS, M., 2003, *Processos Estocásticos*, capítulo 5. Disponível em: <<http://www.mbarros.com>>. Acesso em: 26 de fevereiro 2004.
- BERNSTEIN, J.C., 2002, *Wind Resource Analysis Program 2002*, 14th Wind Resource Analysis Program Report, Minnesota Department of Commerce, pp 191-193.
- BOX, G.E.P., JENKINS, G.M., 1970, *Time Series Analysis – Forecasting and Control*, San Francisco, Holden – Day.
- BREALEY, R.A., MYERS, S.C., 1996, *Principles of Corporate Finance*, New York, McGraw-Hill.
- BWE, 2002, *Windenergie*, Associação Alemã de Energia Eólica.
- CBEE, 2004. Disponível em: <<http://www.eolica.com.br>>. Acesso em: 15 fevereiro 2004.

- CCPE, 2002, *Sumário Executivo: Plano Decenal de Expansão 2003-2012*, Brasília, Brasil, Ministério de Minas e Energia.
- CECL, 2004, Disponível em: <<http://www.windpowerindia.com>>. Acesso em: 17 fevereiro 2004.
- CEPEL, 2000, Manual de Metodologia – Programa ANAFIN Versão 2.0, Relatório Técnico, Rio de Janeiro, Brasil.
- COLLE, S., RUTHER, R., MESQUITA, L., et al., 2000, *Fontes não-convencionais de energia - as tecnologias solar, eólica e de biomassa*. 3 ed. Florianópolis, UFSC/Labsolar/NCTS.
- EWEA, 2003, *Wind Power Targets for Europe: 75,000 MW by 2010*, In: EWEA Briefing, Europa.
- EWEA, 2004, *Wind Power Expands 23% in Europe But Still Only a 3-Member State Story*, In: News Release, The European Wind Energy Association, Europa.
- FEITOSA, E.A.N., PEREIRA, A.L., SILVA, G.R., et al., 2002, *Panorama do Potencial Eólico no Brasil*, Projeto BRA/00/29: Capacitação do Setor Elétrico Brasileiro em Relação à Mudanças Global do Clima, ANEEL, Brasília, Brasil, Dupligráfica.
- FORTUNA, 2004, Moinhos a Vento, Disponível em: <<http://www.cataventosfortuna.com.br>>. Acessado em: 8 fevereiro 2004.
- GARCIA, R., 2004, *Algorithm for the estimation of the long-term wind climate at a meteorological mast using a joint probabilistic approach*, In: Wind Engineering Magazine, Vol.28 Issue2.
- GERDES, G., STRACK, M., 1999, *Long-term Correlation of Wind Measurement Data*, In: DEWI Magazin Nr.15, Aug.
- GIEBEL, G., 2003, *The State-Of-The-Art in Short-Term Prediction of Wind Power*, Project ANEMOS – A Literature Overview. Version 1.1. Risø National Laboratory, European Commission.
- GIPE,P., 1995, *Wind Energy Comes of Age*, Estados Unidos da América, John Wiles & Sons.

- GIPE,P., 1999, *Wind Energy Basics: A Guide to Small and Micro Wind Systems*, Estados Unidos da América, Chelsea Green Publishing Company, pp. 67.
- GITMAN, L.J., 1987, *Princípios da Administração Financeira*. 3 ed. São Paulo, Harba.
- GRAHAM,I., 1999, *Energy Forever ? Wind Power*, New York, Raintree Steck-Vaughn Publishers.
- GUJARAT, D.N., 1995, *Basic Econometrics*. 3 ed. Singapore, Mc Graw Hill, pp. 692-718.
- IEA, 1998, *Benign Energy ? The Environmental Implications of Renewables*, OECD, Paris, pp. 45.
- JORION, P., 1998, *Value at Risk: A Nova Fonte de Referência para o Controle do Risco de Mercado*, São Paulo, Bolsa de Mercadorias & Futuros, pp. 221-230.
- KLEIJNEN, J.P.C., 1974, *Statistical Techniques in Simulation*, In: Manual de Metodologia – Programa ANAFIN Versão 2.0, Relatório Técnico, Rio de Janeiro, Brasil.
- LAPPONI, J.C., 2000, *Projetos de Investimento: Construção e Avaliação do Fluxo de Caixa: Modelos em Excel*, São Paulo, Brasil, Laponi Treinamento e Editora.
- LEE, L. G., 1998, *Wind Energy Developments: Incentives In Selected Countries*, Energy Information Administration / Renewable Energy Annual.
- MELO, A.C.G., GORENSTIN, B.G., OLIVEIRA, A.M., et al., 1999, “Análise Financeira de Projetos de Investimento sob o Enfoque de Incertezas”, In: VII Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica – VII SNPTEE”, Paraná, Brasil, Out.
- MELO, A.C.G., MACEIRA, M.E.P., GOMES, et al., 2000, “Financial Evaluation of Generation Projects Considering Hydrologic Risks”, In: VII Symposium of Specialists in Electric Operational and Expansion Planning – VII SEPOPE, Curitiba, Brasil, Maio.

- MILLIGAN, M.R., 2002, *Modeling Utility-Scale Wind Power Plants – Part 2: Capacity Credit*, In: Technical Report / National Renewable Energy Laboratory, Colorado, Estados Unidos.
- MONTGOMERY, D.C., JOHNSON, L.A., GARDINER, J.S., 1990, *Forecasting & Times Series Analysis*. 2 ed. United State of America, Mc Graw Hill, pp. 241-289.
- MURTHA, J.A., 1995, *Risk Analysis as Applied to Petroleum Investments*, Boston, IHRDC.
- MUYLAERT, M.S., PEREIRA, A.S., CAMPOS, C.P., et al., 2001, *Consumo de Energia e Aquecimento do Planeta*, IVIG/COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, Brasil.
- PATEL, M.R., 1999, *Wind and Solar Power System*, Boca Raton, Florida, CRC Press LLC.
- ROSS, S.A., WESTERFIELD, R.W., JAFFE, J.F., 1995, *Administração Financeira - Corporate Finance*, São Paulo, Editora Atlas.
- TOLMASQUIM, M. T., 2003, *Fontes Renováveis de Energia no Brasil*, CENERGIA, Brasil, Editora Interciência.
- WINDPOWER, 2004. Disponível em: <<http://www.windpower.com>>. Acesso em: 8 fevereiro 2004.
- WONNACOTT, T.H., WONNACOTT, R.J., 1990, *Introductory Statistics for Business and Economics*. 4 ed. Canadá, John Wiles & Sons, pp. 707-746.