

UNIVERSIDADE FEDERAL DE PERNAMBUCO
CENTRO DE CIÊNCIAS SOCIAIS APLICADAS
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM
ECONOMIA



DISSERTAÇÃO DE MESTRADO

**ANÁLISE DA VIABILIDADE ECONÔMICO-FINANCEIRA DA ENERGIA EÓLICA DIANTE
DO NOVO CONTEXTO DO SETOR ELÉTRICO.**

Virgínia Brasil de Abreu



VIRGÍNIA BRASIL DE ABREU

**ANÁLISE DA VIABILIDADE ECONÔMICO-FINANCEIRA DA ENERGIA EÓLICA DIANTE DO
NOVO CONTEXTO DO SETOR ELÉTRICO.**

Dissertação submetida ao Programa de Pós-Graduação
em Economia da Universidade Federal de
Pernambuco, em cumprimento às exigências para a
obtenção do título de **Mestre em Economia**.

Orientador: Prof. André Matos Magalhães

Co-orientador: Prof. Marcos Roberto Gois de Oliveira.

RECIFE – PE

2008

Abreu, Virgínia Brasil de

Análise da viabilidade econômico-financeira da energia eólica diante do novo contexto do setor elétrico / Virgínia Brasil de Abreu. – Recife : O Autor, 2008.

92 folhas : fig. , tab. , abrev. e siglas.

Dissertação (Mestrado) – Universidade Federal de Pernambuco. CCSA. Economia, 2008.

Inclui bibliografia.

1. Análise do valor (Controle de custo) 2. Recursos Energéticos – desenvolvimento – Custo-benefício. 3. Força eólica. 4. Energia – Fontes alternativas - Itaparica. I. Título.

**338.27
338**

**CDU (1997)
CDD (22.ed.)**

**UFPE
CSA2008-038**

UNIVERSIDADE FEDERAL DE PERNAMBUCO
CENTRO DE CIÊNCIAS SOCIAIS APLICADAS
DEPARTAMENTO DE ECONOMIA
PIMES/ PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ECONOMIA

PARECER DA COMISSÃO EXAMINADORA DE DEFESA DE DISSERTAÇÃO DO
MESTRADO PROFISSIONAL EM ECONOMIA DE

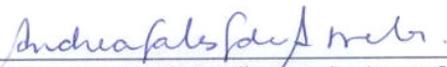
VIRGÍNIA BRASIL DE ABREU

A Comissão Examinadora composta pelos professores abaixo, sob a presidência do primeiro, considera a candidata Virgínia Brasil de Abreu **APROVADA**.

Recife, 12/03/2008.



Prof. Dr. André Matos Magalhães
Orientador



Prof. Dr. Andrea Sales Soares de Azevedo Melo
Examinador Interno



Prof. Dr. Marcos Roberto Gois de Oliveira
Co-Orientador e Examinador Externo/UFPE – Campus de Caruaru

Dedico este trabalho a minha família, sempre presente nos melhores e piores momentos da minha vida.

AGRADECIMENTOS

A Deus, bendito seja, pela proteção contra as armadilhas da vida e por colocar no meu caminho pessoas com grandeza espiritual.

A toda a minha família, em especial a minha mãe Carmem, pelas palavras de bênção e de força.

A Fernando pela paciência nos momentos de ausência.

Aos professores Marcos Góis e André Matos pela orientação e dedicação durante a elaboração deste trabalho.

A todos os professores que durante o curso se empenharam em nos transmitir os seus conhecimentos da melhor forma possível e pela paciência ao lidarem com as minhas dificuldades de aprendizagem.

Aos senhores Rogério Bittencourt e Tarcísio Bacelar pela generosidade, ajuda e palavras de incentivo. Sou muito grata pelo bom exemplo que esses senhores me transmitem no ambiente de trabalho.

Aos senhores Paulo Maciel e Francisco Leite pela compreensão em me disponibilizar horários flexíveis de trabalho. Obrigada à equipe da DFRO.

Aos senhores Eduardo Pavianatto da Petrobrás e Fábio Siqueira Batista da Cepel, que foram extremamente solícitos, mesmo não me conhecendo pessoalmente. Muito obrigada.

Aos colegas de sala do mestrado: João Batista, Marcos Joaquim, Marcus Vinícius, Osmani, Murilo, Álvaro, Alexandre, Wellington e Ana Lúcia, pela convivência respeitosa durante o decorrer do curso.

Ao senhor Pedro Bezerra e toda a equipe da DEFA por disponibilizarem os dados de vento de Itaparica para aplicação do estudo de caso desse trabalho.

A Izaias Rosenblatt e a Alexandre Lemos que gentilmente me emprestaram material para pesquisa.

Aos professores da Universidade Federal do Ceará - UFC, em especial a Criseida, Laudemiro e Henrique que sempre foram generosos para com os seus alunos de graduação. Obrigada pelo incentivo e pelas boas lembranças.

Aos meus amigos pessoais que sempre me proporcionam coisas boas e acolhedoras.

Cada dia possui sua cota de pensamentos, de palavras e de atos. Viva de acordo com o dia.

Rabi Nahman de Bratslav

RESUMO

ABREU, V.B. **Análise da viabilidade econômico-financeira da energia eólica diante do novo contexto do setor elétrico. 2008. 92p.** Dissertação (Mestrado em Economia) – Centro de Ciências Sociais Aplicadas, Universidade Federal de Pernambuco, Recife, 2008.

A presente dissertação propõe analisar a viabilidade econômico-financeira de um projeto eólico hipotético localizado em Itaparica. O estudo de caso proposto é bastante pertinente ao atual cenário do setor elétrico brasileiro. Diversificar a matriz energética, agregando novas fontes geradoras de energia, é uma necessidade urgente para garantir a oferta de energia elétrica diante da crescente demanda. Por isso, o destaque mundial acerca do tema das fontes alternativas e renováveis de energia, gerando energia de forma viável economicamente e sem agredir o meio ambiente. A energia eólica se destaca em relação às outras fontes alternativas, por apresentar vantagens tanto sob o prisma ambiental e econômico, por tratar-se de uma fonte inesgotável, limpa e renovável. O Brasil apresenta um enorme potencial eólico, especialmente na região Nordeste, onde diversos empreendimentos eólicos já foram implantados devido às condições de vento favoráveis da região. Entretanto, para fomentar a geração eólica é necessário que sejam feitos estudos de viabilidade técnica e principalmente de viabilidade econômico-financeira, porque os investidores precisam de subsídios confiáveis para a tomada de decisão. O problema dessa dissertação está em analisar a viabilidade de um empreendimento eólico num contexto em que a matriz energética brasileira ainda é predominantemente hidráulica. A análise econômico-financeira do projeto eólico hipotético de Itaparica envolveu diversas etapas, tais como: a previsão dos fluxos de caixa futuros esperados; a determinação da taxa de desconto (custo de oportunidade do capital) para descontar os fluxos de caixa futuros esperados; e finalmente o cálculo dos índices determinísticos, que em síntese seriam: VPL (Valor Presente Líquido) dos fluxos de caixa futuros esperado, TIR (Taxa Interna de Retorno), TEQ (Tarifa de Equilíbrio) e INVEQ (Investimento de Equilíbrio). No caso de um empreendimento eólico, dado o caráter sazonal do regime de ventos, se faz necessário lidar com as incertezas associadas ao projeto através da Simulação de Monte Carlo, que irá estimar valores esperados dos indicadores financeiros. Dessa forma, é incorporado na análise de viabilidade o caráter aleatório do regime dos ventos, sendo possível aferir até que ponto as oscilações das velocidades de vento irão influir nos fluxos de caixa futuros do projeto eólico, o denominado risco eólico. Os resultados calculados, no estudo de caso, indicaram a rejeição do projeto eólico hipotético de Itaparica. Vale ressaltar que o estudo de caso exposto nesse trabalho, pretende fomentar novos estudos para a melhoria das análises de viabilidade dos projetos de geração eólica.

Palavras-chave: análise de viabilidade econômico-financeira, energia eólica, risco eólico.

ABSTRACT

ABREU, V. B. **Analysis of the economical-financial viability of the wind energy before the new context of the electric sector.** 2008. 92p. Dissertation (Master's degree in Economy) - Center of Applied Social Sciences, Federal University of Pernambuco, Recife, 2008.

The present work intends to analyze the economical-financial viability of a hypothetical project of a wind power plant located in Itaparica. The case study proposed is quite pertinent to the current scenery of the Brazilian electric sector. After all, to diversify the energy matrix by joining new energy sources is an urgent need to guarantee the electric power offer before the increasing demand. That's why the world increasingly concerns on the theme of alternative and renewable energy sources, to generate energy in a economically viable way and without aggressing the environment. The wind energy stands out in relation to other alternative sources, for presenting advantages so much under the environmental and economical point of view, because the wind power is an inexhaustible source, clean and renewable. Brazil presents an enormous wind power potential, especially in the northeast region, where several wind turbines were already implanted. However, to promote wind power generation it is necessary to make studies of technical viability and mainly of economical-financial viability, after all the investors need reliable subsidies for decision making. The focus of this work is to analyze the viability of a wind power plant enterprise in a context in that the brazilian energetic matrix is still predominantly hydraulic. The economical-financial analysis of the hypothetical wind power plant project of Itaparica involved several stages, such as: the forecast of the expected future cash flows; the determination of the discount tax (cost of opportunity of the capital) to discount the expected future cash flows; and finally the calculation indexes to evaluate the investment opportunity, which would be in synthesis: VPL (Net Present Value) of the expected future cash flows, TIR (Internal Rate of Return), TEQ (Balance Rate) and INVEQ (Balance Investment). In the case of an wind power plant enterprise, given the seasonal characteristic of the wind behavior, it's necessary to work with the uncertainties associated to the project through Monte Carlo's Simulation, that will estimate expected values of the financial indicators. So, the random characteristic of the wind is incorporated in the viability analysis, being possible to verify to what extent the oscillations of the wind speeds will influence on the future cash flows of the project, the so-called wind risk. The calculated results, in the case study, indicated the rejection of the wind energy project hypothetically of Itaparica. It is worth emphasizing that the case study exposed in this work, it intends to promote new studies for the improvement of the analyses of viability of projects of wind energy generation.

Keywords: economical-financial viability, wind power, wind risk.

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Comparativo econômico-financeiro das fontes de geração.....	27
Tabela 2 – Empreendimentos em operação no Brasil em 2008.....	27
Tabela 3 – Matriz de Oferta de energia elétrica em GWh.....	28
Tabela 4 – Ranking Mundial em potência eólica instalada	42
Tabela 5 – Centrais Eólicas em operação no Brasil – situação em 2008.	44
Tabela 6 – Itens de composição dos fluxos de caixa do projeto.....	47
Tabela 7 – Parâmetros utilizados no estudo de caso	64
Tabela 8 – Faixa de valores de custo e fator de capacidade	65
Tabela 9 – Resultados determinísticos do estudo de caso	67
Tabela 10 – Energia anual calculada para o parque eólico	81
Tabela 11 – Resultados probabilísticos do estudo de caso.....	82
Tabela 12 – Valores dos Percentis dos VPLs	84

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Sistemas de geração de energia elétrica a partir de fontes renováveis.	25
Figura 2 – Componentes de um aerogerador sem caixa de transmissão.....	33
Figura 3 – Turbinas de Eixo Horizontal com três pás	33
Figura 4 – Mapa do potencial eólico no Brasil.....	35
Figura 5 – Comprimentos de rugosidade	37
Figura 6 – Curva de Potência do aerogerador E-48 da Enercon	37
Figura 7 – Evolução comercial das turbinas eólicas.....	40
Figura 8 – Fluxograma da análise de risco do projeto de geração de Energia Eólica.	59
Figura 9 – Região de Itaparica.	63
Figura 10 – Composição da tarifa de energia eólica.....	68
Figura 11 – Sensibilidade do VPL ao custo de capital próprio.	69
Figura 12 – Sensibilidade do VPL a participação do capital de terceiros (%).	70
Figura 13 – Sensibilidade do VPL à Tarifa de Energia.	71
Figura 14 – Sensibilidade da TIR à Tarifa de Energia.	72
Figura 15 – Sensibilidade da TEQ ao custo de capital próprio (%).	73
Figura 16 – Sensibilidade da TEQ a participação do capital de terceiros (%).	74
Figura 17 – Valores de VPLs e TEQs a partir de variações cambiais.....	75
Figura 18 – Valores de VPLs e TEQs a partir de variações no custo de instalação.....	75
Figura 19 – Variações na taxa de câmbio e tarifa de energia x VPL.....	77
Figura 20 – Variações no custo de instalação e tarifa de energia x VPL.	77
Figura 21 – As TEQs dos cenários cambiais e valores de VETEF para eólica.....	78
Figura 22 – Curva de potência do aerogerador E-48.....	80
Figura 23 – Distribuição de Weibull.....	81

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

a.a	ao ano
ANAFIN	Sistema Computacional para Análise Econômico-financeira de Projetos Elétricos
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
AWEA	<i>American Wind Energy Association</i>
BACEN	Banco Central do Brasil
BNDES	Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico Social
CBEE	Centro Brasileiro de Energia Eólica
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CCC	Sub-rogação da Conta de Consumo de Combustíveis
CCP	Custo de Capital Próprio
CCs	Células de Combustível
CDE	Conta de Desenvolvimento Energético
CEPEL	Centro de Pesquisas de Energia Elétrica
CHESF	Companhia Hidroelétrica do São Francisco
CMCP	Custo marginal de curto prazo
CMO	Custo Marginal de Operação
CMPC	Custo Médio Ponderado do Capital
CMSE	Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico
CNPE	Conselho Nacional de Política Energética
COFINS	Contribuição para Financiamento da Seguridade Social
CO ₂	Dióxido de Carbono
CPMF	Contribuição Provisória sobre Movimentação Financeira
CSLL	Contribuição Social sobre o Lucro Líquido
CT	Capital de Terceiros
ELETOBRÁS	Centrais Elétricas Brasileiras S. A.
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
E-FERs	Fontes de Energia Novas e Renováveis
FCD	Fluxo de Caixa Descontado
FER	Fonte de Energia Renovável
IR	Imposto de Renda

INPUT	Entrada de dados
INVEQ	Investimento de Equilíbrio
MAE	Mercado Atacadista de Energia Elétrica
MME	Ministério de Minas e Energia
O&M	Operação e Manutenção
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
OUTPUT	Saída de dados
PCHs	Pequenas Centrais Hidroelétricas
PASEP	Programa de Formação do Patrimônio do Servidor Público
P&D	Pesquisa e Desenvolvimento
PE	Pernambuco
PIB	Produto Interno Bruto
PIS	Programa de Integração Social
PCH	Pequenas Centrais Hidrelétricas
PROINFA	Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica
SAC	Sistema de Amortização Constante
SIN	Sistema Interligado Nacional
SMC	Simulação de Monte Carlo
TEQ	Tarifa de Equilíbrio
TFSEE	Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica
TIR	Taxa Interno de Retorno
TJEQ	Taxa de Juros de Equilíbrio
TUST-RB	Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão – Rede Básica
UHE	Usinas Hidrelétricas
UTE	Usinas Termelétricas
VPL	Valor Presente Líquido
WTG	Wind Turbine Generator

SUMÁRIO

1 Introdução	12
1.1. Motivação	13
1.2. Problemas e Justificativas	14
1.3. Objetivos	16
1.4. Metodologia	16
1.5. Marco referencial	18
2 O Modelo do Setor Elétrico Brasileiro	20
2.1. Reforma do Setor Elétrico Brasileiro	20
2.2. Características e Novos Agentes do Modelo	22
2.3. O papel das Fontes Alternativas de Geração de Energia	24
2.4. O Programa Nacional de Incentivo às fontes alternativas de energia-PROINFA	28
3 As características da Geração Eólica e a Questão Ambiental	31
3.1. A Tecnologia Eólica	31
3.2. O Regime dos Ventos	34
3.3. O Impacto Ambiental da utilização da Energia Eólica	38
3.3.1. Emissão de Ruídos	39
3.3.2. Impacto Visual	40
3.3.3. Impacto sobre a Avifauna	40
3.4. Panorama do crescimento da energia eólica no Mundo e no Brasil	41
4 A Análise da Viabilidade Econômico-financeira	45
4.1. Os fluxos de caixa do projeto eólico	46
4.1.1. Receita direta Operacional Bruta	47
4.1.2. Receitas Indiretas	48
4.1.3. Investimento	48
4.1.4. Despesas Operacionais	48
4.1.5. Custos Operacionais	49
4.1.6. Despesas Financeiras	50
4.1.7. Contribuição Social sobre Lucro Líquido	50
4.1.8. Provisão para imposto de renda	51
4.1.9. Amortização do financiamento	51
4.1.10. Fluxo de Caixa sob a perspectiva do Investidor	51
4.2. Critérios da Análise Determinística	52
4.3. Critérios da Análise de Risco	54
4.3.1. Análise de Sensibilidade	55
4.3.2. Análise de Cenários	56
4.3.3. Técnicas Probabilísticas e a Simulação de Monte Carlo	56
5 Análise da Viabilidade Econômico-financeira do Projeto Eólico Hipotético	60
5.1. Considerações Gerais	62
5.2. Análise Determinística do estudo de caso	66

5.2.	Análise de Sensibilidade aplicada no projeto de Itaparica.	68
5.2.1	Análise de sensibilidade do VPL do projeto.....	69
5.2.2	Análise de sensibilidade da TIR do projeto.....	71
5.2.3	Análise de sensibilidade da Tarifa de Equilíbrio do projeto.....	72
5.3.	Análise de Cenários aplicada no projeto de Itaparica.....	74
5.4	Análise de Risco do projeto eólico.	79
6	Conclusões e Recomendações	85
	Referências	89

1 Introdução

Das diversas formas de energia, a energia elétrica, em particular, é um vetor essencial para alavancar outros setores da economia, por ser insumo para um considerável número de indústrias existente no país. O setor elétrico é considerado estratégico para impulsionar o crescimento sustentado, atendendo aos interesses de toda uma coletividade. Além disso, possui um importante efeito multiplicador na economia, porque impulsiona outras atividades geradoras de emprego e renda.

A energia elétrica fomenta o desenvolvimento econômico, tornando possível a implantação de novas indústrias e representa a infra-estrutura necessária para o desenvolvimento auto sustentável do país.

De acordo com Abreu (1999), o setor de energia elétrica é formado por empresas concessionárias de geração, transmissão, distribuição e comercialização, que trabalham de forma independente e integrada em um sistema produtivo eminentemente hidráulico. Empresas transmissoras e distribuidoras seguem o modelo de monopólio natural, enquanto as empresas de geração e de comercialização estão inseridas num contexto mais competitivo.

A reestruturação do setor elétrico brasileiro permitiu a transição do modelo monopolista estatal para a possibilidade de um modelo mais competitivo e estratégico, o reflexo disso está na dinâmica dos leilões de energia.

De acordo com Tolmasquim (2005), atualmente a energia elétrica representa um importante indicador do desempenho econômico do Brasil. A partir da década de 90, com a retomada do crescimento da economia e o aumento de renda dos brasileiros, foi possível um crescente aumento na demanda por energia elétrica. Ainda segundo o autor, é notável o crescimento da demanda por energia, crescendo a taxas superiores a do próprio PIB, por isso, se faz necessário planejar estrategicamente novas formas de fornecimento de energia, a fim de se diversificar a matriz energética nacional. A crescente demanda por energia é um fenômeno mundial, motivado fundamentalmente pelo desenvolvimento sócio-econômico ocorrido nas últimas décadas.

Diversificar a matriz energética, agregando novas fontes geradoras de energia, é uma necessidade urgente para garantir a oferta de energia diante da crescente demanda. Por esse motivo, está havendo um destaque mundial acerca do tema das fontes alternativas e

renováveis de energia, a fim de gerar energia de forma viável economicamente e sem agredir o meio ambiente.

Notadamente, a energia eólica vem ganhando destaque em relação a outras fontes alternativas, em parte devido ao potencial eólico brasileiro, assim como diversas outras vantagens sob o prisma econômico e ambiental que serão abordadas no terceiro capítulo desse trabalho. Esse capítulo também irá discorrer acerca das características da geração eólica e o seu destaque no Brasil e notadamente no Nordeste, onde diversos empreendimentos eólicos já foram implantados devido às condições de vento favoráveis da região.

Aliado a essas condições naturais, o PROINFA (Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia) representa um importante elemento para fomentar a energia eólica no país. Um maior detalhamento do programa de incentivo às fontes alternativas de energia, será visto no segundo capítulo deste trabalho.

O quarto capítulo está focado para o estudo da viabilidade econômico-financeira da energia eólica com uma abordagem de risco, mediante o emprego da Simulação de Monte Carlo.

Os resultados determinísticos e probabilísticos, da análise econômico – financeiro do projeto hipotético de Itaparica, são demonstrados ao longo do quinto capítulo.

1.1. Motivação

Diante do novo contexto do setor elétrico brasileiro, impulsionado por fatores como a crescente demanda por energia e a preocupação em relação às questões ambientais; as fontes renováveis de energia terão uma participação cada vez mais expressiva na matriz energética global. As fontes renováveis de energia (FRE) irão proporcionar uma matriz energética limpa e diversificada, dentre os diversos tipos de FRE, pode-se citar: energia solar fotovoltaica, energia eólica, pequenas centrais hidrelétricas (PCH), etc.

A partir de um novo Cenário Elétrico Sustentável esperam-se diversas mudanças e melhorias gerais, tais como: a melhoria da segurança do suprimento de eletricidade, minimizando os riscos de crises no setor; o desenvolvimento de inovações tecnológicas; a redução dos custos para os consumidores finais; a diminuição dos impactos sócio-ambientais,

a maior preservação da biodiversidade, a redução de emissões dos gases poluentes e uma maior geração de oportunidades de emprego.

A energia eólica se destaca em relação às outras fontes alternativas de geração de energia, por apresentar vantagens tanto sob o prisma ambiental (limpa, renovável e não poluente), como sob o prisma econômico (por tratar-se de uma fonte inesgotável e complementar da hidráulica). O trabalho terá como hipótese o fato de que, a energia eólica, representa a fonte alternativa de geração de energia mais viável para a região de Itaparica, em virtude das médias elevadas de velocidade e com poucas variações na direção dos ventos, medidos na região, evidenciando o seu potencial eólico.

Devido às questões ambientais, é cada vez maior a necessidade de fontes mais seguras e confiáveis para o fornecimento de energia elétrica. O acidente de Chernobyl ocorrido em 1986, por exemplo, impulsionou o mercado europeu para a energia eólica. Atualmente, a utilização da eólica para a produção de energia em larga escala, vem sendo utilizada em diversos países europeus e também na América do Norte, além de um crescente aumento em países da Ásia, América Latina e África.

A comunidade técnica e científica global busca continuamente, por soluções eficazes e ecologicamente corretas para o fornecimento de energia. Particularmente no Brasil, a crise de suprimento de energia elétrica, ocorrida em 2001, serviu de alerta para a real necessidade de se diversificar a matriz energética nacional que ainda é predominantemente gerada por usinas hidrelétricas.

Vale ressaltar que boa parte dos problemas ambientais, tais como, o efeito estufa, se devem ao setor energético, por isso a energia eólica ganha destaque por suas vantagens para com o meio ambiente, tornando-se cada vez mais atrativa. Além disso, representa uma das fontes de energia alternativas mais promissoras, pois o avanço tecnológico consubstanciado com a maximização das máquinas poderá diminuir continuamente os seus custos.

1.2. Problemas e Justificativas

O Brasil a despeito do enorme potencial hidrelétrico está procurando acompanhar a tendência mundial para o uso da energia eólica. Entretanto, mais do que simplesmente atender as questões ambientalistas ou diversificar a matriz energética, para a efetiva utilização do

potencial eólico brasileiro, se faz necessário realizar um estudo acerca da sua viabilidade técnica e econômica. A forma mais eficaz de se sensibilizar quanto à aplicabilidade da energia eólica é torná-la mais competitiva, daí a importância da análise de sua viabilidade econômica frente ao novo contexto do setor elétrico.

O preço da energia elétrica produzida por turbinas eólicas ainda é alto, em relação às hidrelétricas e termelétricas, por isso é necessário investir em inovação tecnológica, gerando redução nos gastos com O&M. Os avanços tecnológicos também proporcionam melhorias, a partir de turbinas eólicas maiores, com torres mais altas, capazes de dar um melhor aproveitamento à velocidade dos ventos interceptados pelo rotor.

A intensidade dos ventos, a disponibilidade de áreas adequadas para a instalação das usinas, a participação em programas de estímulo a energias alternativas, a possibilidade de complementaridade com a oferta hídrica, levam a ganhos de eficiência energética. Todos esses fatores são competitivos e devem ser considerados no momento da avaliação de um projeto de investimento eólico, entretanto, outros aspectos também são importantes: o curto espaço de tempo necessário para instalação, o custo zero de combustível e o acompanhamento da demanda de forma modular, sem a necessidade de instalação de grandes blocos de energia. De acordo com Tolmasquim (2003), também existem certos aspectos que vislumbram desvantagens econômicas, tais como: o elevado custo de instalação e o baixo fator de capacidade (25 – 45%), devido à volatilidade da velocidade dos ventos, se comparado às fontes tradicionais (40-80%). Ao mesmo tempo, existe a tendência de redução dos custos em função do contínuo avanço tecnológico da energia eólica.

Diante de tudo o que foi exposto acima, pode-se concluir que o sucesso de um empreendimento eólico depende de um estudo profundo de sua viabilidade técnica e econômica. O problema está em analisar a viabilidade de um empreendimento eólico num contexto em que a matriz energética brasileira ainda é predominantemente hidráulica, que por sua vez, apresenta um valor de tarifa de energia, mais barata e, portanto, mais competitiva do que a geração eólica.

1.3. Objetivos

Este trabalho tem como principal objetivo, realizar uma análise da viabilidade econômico-financeira da energia eólica diante do novo contexto do Setor Elétrico Brasileiro. Dessa forma, ressaltar a importância de se investir numa fonte de energia limpa e inesgotável como vantagem competitiva diante dos novos desafios. Segue, abaixo, os objetivos específicos do trabalho:

- Analisar o novo modelo do Setor Elétrico Brasileiro, ressaltando o papel das fontes alternativas de geração de energia para a quebra de paradigmas;
- Descrever a tecnologia eólica, mediante o estudo dos componentes e aplicações dos sistemas eólicos;
- Descrever o papel da energia eólica para com o meio ambiente;
- Identificar os principais parâmetros que influenciam a viabilidade de um projeto eólico;
- Coletar e modelar uma série de dados históricos de velocidade dos ventos, aplicando-a ao software Anafin para gerar saídas com resultados;
- Analisar os resultados encontrados e obter indicadores financeiros determinísticos, tais como: Valor Presente Líquido (VPL) e Taxa Interna de Retorno (TIR) para a Análise de Sensibilidade;
- Mensurar / quantificar o grau de atratividade de um projeto de energia eólica, fornecendo subsídios ao processo de tomada de decisão de um investimento.

1.4. Metodologia

O procedimento do estudo de caso, proposto nesse trabalho, terá como base uma série histórica de dados de vento e a curva de potência da turbina eólica, que servirão para dados de entrada (“*INPUT*”) para a aplicação no software Anafin, que irá gerar resultados com a saída dos dados (“*OUTPUT*”). Os dados gerais (série histórica dos ventos) irão gerar dados mais específicos, característica que permite identificar o método como sendo dedutivo.

O Programa Anafin, versão 3.6, foi desenvolvido em linguagem “*Fortran*”, com interface gráfica para o ambiente “*windows*”, o referido “*software*” foi desenvolvido pelo Cepel (Centro de Pesquisas de Energia Elétrica) em parceria com a Eletrobrás. O Anafin foi criado com a finalidade de auxiliar na tomada de decisão de investimentos em projetos de geração de energia, já adaptados às novas condições vigentes do novo contexto do setor elétrico brasileiro. O modelo atende à demanda por ferramentas que possam, com eficiência, avaliar o grau de atratividade dos investimentos, contemplando diferentes riscos envolvidos dado o caráter sazonal dos ventos.

É importante obter um modelo estocástico que será capaz de descrever as relações entre as variâncias e covariâncias das observações da série de dados de vento de Itaparica, considerando o caráter aleatório dessa série histórica, de forma a capturar o fator risco inerente ao caráter sazonal do regime dos ventos. A criação desse modelo será possível mediante o emprego do Anafin versão 3.6, o referido “*software*” permite avaliar projetos de transmissão e geração de energia elétrica, incluindo: usinas hidráulicas, térmicas, eólicas e de biomassa, caracterizando-o como um modelo computacional para a análise de risco financeiro.

De acordo com Cepel (2006), o Anafin é uma ferramenta que permite mensurar o grau de viabilidade de um projeto de investimento, mediante a aplicação de parâmetros técnicos e financeiros, tais como: custos iniciais, fator de capacidade, fator de disponibilidade, condições de financiamento, custos de O&M (Operação e Manutenção) de equipamentos, vida útil do projeto, etc. Entretanto, vai muito além da simples análise determinística, permitindo uma abordagem de risco com a aplicação do Método de Simulação de Monte Carlo, que por sua vez, irá envolver os diversos fatores de risco e mensurá-los. Com a análise de risco, poder-se-ia alcançar um modelo mais consistente, capaz de capturar o caráter estocástico da base de dados estudada (série de ventos de Itaparica) e realizar a análise de risco inerente a um empreendimento eólico.

A proposta do trabalho é utilizar os dados diários de velocidade dos ventos de Itaparica (coletados no local por anemômetro), num horizonte de tempo de 01 ano, período suficiente para capturar as características da série histórica. Os dados concernentes aos outros parâmetros do projeto serão obtidos através de consulta da literatura existente, assim como a pesquisa no site do fabricante “*Wobben Winpower*”, que é a única empresa brasileira que fabrica aerogeradores de grande porte. A “*Wobben Winpower*” *Ind. e Com. Ltda* é a subsidiária da empresa alemã Enercon, líder mundial em tecnologia eólica.

Os dados relativos ao fator de capacidade e ao rendimento do parque eólico, serão calculados com o suporte do programa computacional “*windPRO*”, de acordo com as características de Itaparica.

1.5. Marco referencial

Diante do contexto atual do setor elétrico brasileiro e a necessidade de se diversificar a matriz energética, está sendo crescente o interesse acerca de outras fontes de geração de energia. O reflexo disso está nos diversos trabalhos que envolvem estudos de viabilidade, tais como:

- Bittencourt (2005) procurou demonstrar na sua dissertação, através de estudos determinísticos e probabilísticos, quais os melhores níveis de venda de energia, no longo e curto prazo. São criados cenários esperados de expansão da geração e da demanda, sendo definidos o montante e preço de energia de uma termelétrica a serem ofertados em licitações, que melhor remunere o empreendedor. O objetivo geral foi o de realizar a análise de viabilidade econômico-financeira para implantação de uma usina termelétrica, a gás natural, de 500 MW de potência instalada. Essa dissertação utiliza o software Anafin versão 3.5, para gerar os resultados determinísticos e probabilísticos, permitindo a análise do investimento.
- Salles (2004) teve como propósito de sua dissertação a aplicação de duas metodologias de análise financeira de projetos de geração eólica que permitiram agregar as 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). A autora utilizou na sua metodologia os *softwares* Anafin e *e-views*. Na SMC são sorteados valores de velocidade de vento a partir da distribuição de frequência da série observada. O método B&J assume que a estrutura de dependência da série de ventos é formada a partir da combinação dos modelos auto-regressivo e média móvel. Ambos os métodos serviriam para gerar séries sintéticas para a análise financeira de projetos eólicos.
- Nascimento (2005) discorre ao longo da dissertação conceitos importantes para o entendimento da geração eólica, tais como: o regime dos ventos, as partes componentes de

um sistema eólico, o seu funcionamento e as suas limitações, demonstrando de que forma os ventos são aproveitados como fonte de energia elétrica. Também são mostrados os tratamentos estatísticos utilizados para o estudo do aproveitamento dos ventos e os cálculos de energia gerada. O tema central envolve o impacto de centrais eólicas no mercado de energia elétrica.

- Bertagnolli et al. (2006), refere-se ao trabalho realizado por bolsistas do laboratório Ciências Espaciais de Santa Maria em 2006. O objetivo desse trabalho foi avaliar o potencial eólico na região Sul do Brasil, com a característica de que o referido trabalho possui um enfoque notadamente técnico em detrimento de uma análise da viabilidade econômico – financeira.

Dos trabalhos citados acima, dois deles merecem destaque por utilizarem o “*software*” Anafin para a geração dos resultados determinísticos e probabilísticos, o primeiro aplicado a uma termelétrica e o segundo aplicado a projetos eólicos. A dissertação de Salles (2004) é bastante pertinente ao sugerir duas metodologias de análise financeira voltada a projetos eólicos. O último trabalho citado não trata da análise econômico–financeira, apesar da importância de se conhecer os detalhes técnicos, o principal é conhecer os riscos inerentes à decisão de se investir ou não num projeto de geração eólica. É muito importante que sejam feitos os estudos de viabilidade unindo tanto a visão técnica como a empresarial, a fim de que a energia eólica, em particular, possa ganhar cada vez mais destaque no Brasil.

2 O Modelo do Setor Elétrico Brasileiro

Este capítulo tem como objetivo apresentar as principais mudanças no setor elétrico brasileiro, demonstrando a necessidade de expansão da matriz energética nacional, mediante o emprego das fontes renováveis de energia. De acordo com Tolmasquim (2002), o novo modelo teve como principal meta fomentar a competição tanto na geração como na comercialização de energia, garantindo o livre acesso na distribuição e na transmissão. Entretanto, segundo o autor, algumas características tais como: a base predominantemente hídrica, as diversidades regionais e o funcionamento interligado constituem fatores que dificultam a competitividade no setor.

Atualmente, a demanda por energia elétrica continua cada vez mais crescente, por isso diversificar a matriz energética, passa a ser uma questão de sobrevivência e um grande desafio para o Brasil. De acordo com Tolmasquim (2005), a demanda por energia se caracteriza por ser inelástica, porque sempre existirão consumidores, entretanto a elasticidade-renda¹, do consumo de energia elétrica, tem decrescido nos últimos anos. Ainda segundo o autor, a tendência é que o crescimento do mercado de energia deverá manter-se superior ao PIB e a elasticidade-renda poderá estar entre 1,2 e 1,3.

2.1. Reforma do Setor Elétrico Brasileiro

A partir da década de 90, o setor elétrico passou a ser reestruturado para garantir os investimentos da iniciativa privada, aumentar a capacidade de geração instalada (garantindo que a oferta acompanhasse a demanda crescente), excluir a possibilidade de um novo racionamento de energia, e acima de tudo, fomentar a competitividade do setor.

De acordo com Abreu (1999), a competição se dá mais por mercados do que entre as empresas e se manifesta nos leilões de concessão de geração e transmissão, como também, na licitação e pedidos para a construção de usinas hidrelétricas ou termoelétricas.

¹ Elasticidade - renda é a relação entre a variação no consumo de determinado serviço e variação de renda em um dado período.

A geração de energia elétrica hidrelétrica tende a atrair o interesse dos investidores, por tratar-se de um investimento mais competitivo, além do país ter um potencial hidrelétrico considerável. No entanto, o risco hidrológico ² é de responsabilidade dos participantes da usina. De acordo com Almeida (2002), existem diversos fatores que dificultam a competição no mercado elétrico, que em síntese seriam: a impossibilidade de estocagem da energia gerada, a inelasticidade da demanda, o comportamento anticompetitivo das empresas e as especificações tecnológicas próprias do setor.

Diante do quadro geral, exposto acima, o cerne da questão está em vislumbrar os ganhos da competitividade para as empresas do setor, os consumidores e a sociedade em geral, no contexto do novo modelo do setor elétrico. Para as empresas, a competitividade representaria um ganho na eficiência, a partir da redução de custos somada com a melhoria da qualidade. Para os consumidores, a competitividade representaria preços melhores e uma qualidade superior. Enfim, a sociedade como um todo, necessita de mudanças estratégicas no setor, para que seja possível impulsionar a economia brasileira com empresas mais fortes e competitivas.

A grande expectativa, em relação ao novo modelo do setor elétrico, é que o mesmo promova a competitividade e o crescimento do mercado de energia. Os “apagões”, ocorridos em 2001, trouxeram prejuízos para a indústria, o comércio e a sociedade. Diversos fatores contribuíram para crise do setor elétrico, tais como: a falta de investimentos, o crescimento da demanda por energia e os desequilíbrios nos reservatórios.

As mudanças ocorridas durante a década 90, no cenário externo, implicaram no fim dos financiamentos para a viabilização dos projetos de geração de energia de longo prazo, contribuindo para o aumento das dificuldades enfrentadas no setor. Por esse motivo, uma hidrelétrica, que requer em média seis anos de construção e maturação, dispondo de sessenta anos de vida útil, não é mais atrativa aos investidores externos. Por isso, as demais alternativas para a geração de energia elétrica no Brasil, ganham cada vez mais destaque, motivadas por questões ambientais, econômicas e competitivas.

² O risco hidrológico está associado às vazões, aos reservatórios e seus níveis.

2.2. Características e Novos Agentes do Modelo

As razões pelas quais se buscou uma reestruturação do setor podem ser analisadas no contexto macroeconômico (com o objetivo de eliminar o déficit público e equilibrar as contas públicas) e no contexto microeconômico (com o objetivo de aumentar a eficiência e conquistar maiores investimentos da iniciativa privada).

O novo modelo do setor elétrico, instituído pela lei nº 10.848/04, teve como principais objetivos: promover a modicidade tarifária, garantir a segurança do suprimento, assegurar a estabilidade regulatória e promover a inserção social. As principais mudanças institucionais, motivadas pelo novo modelo, foram a restauração do papel de poder concedente do Ministério de Minas e Energia; a criação da Empresa de Pesquisa Energética e do Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico; além de trazer novas atribuições para a Câmara de Comercialização de Energia (antigo MAE) e o reforço das funções da Agência Nacional de Energia Elétrica, no que diz respeito à regulação, fiscalização e mediação.

O novo modelo instituiu um sistema de leilão para a contratação de energia elétrica pelas empresas distribuidoras, com o critério de menor tarifa e com contratos bilaterais de longo prazo. Nesses referidos leilões, as fontes alternativas de energia poderão participar, caso atendam ao critério dos preços competitivos e se existirem contratos no longo prazo.

Uma outra mudança, gerada pelo novo modelo, refere-se à exigência de licença ambiental para as geradoras, antes de participarem dos leilões de energia.

Em linhas gerais, a reestruturação objetivou desenvolver a competição na geração e a comercialização de energia, além de regulamentar as transmissoras e distribuidoras através de agentes institucionais como o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), o Ministério de Minas e Energia (MME), a Empresa de Pesquisa Energética (EPE), a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) e o Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE).

É destacado a seguir, o papel de cada agente participante do novo modelo, enquanto agente planejador, operador de sistema e de regulação e fiscalização:

a) O ONS foi criado em 1998 e representa os interesses de operação do sistema de todos os agentes do setor. Dentre suas funções pode-se destacar: promover o planejamento operacional

entre os segmentos de geração e transmissão, bem como a administração da contratação das instalações de transmissão de energia elétrica. Possui a responsabilidade de administrar tanto a nível operacional como financeiro, os serviços de transmissão e as condições de acesso à rede básica. O Decreto nº 2.655, de 02.07.1998, define as regras de organização do Operador Nacional do Sistema Elétrico.

b) A ANEEL foi criada mediante a Lei nº 9.427/1996, substituindo o antigo Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica. Destacam-se como algumas das funções da ANEEL: regular e fiscalizar o setor de energia nos segmentos de geração, transmissão, distribuição e comercialização. Além disso, cabe a ANEEL fornecer concessão, cuidar da fiscalização dos contratos e arbitrar em casos de prejuízos entre os agentes do setor. Recentemente, através da Lei nº 10.848/04, a ANEEL, recebeu a atribuição de instituição dos termos de uma Convenção de Comercialização, que dentre outros temas, trata da sua responsabilidade pelas licitações de energia elétrica.

c) O CNPE, criado pela Lei nº 9.478/1997, é responsável pela proposição da política energética nacional ao Presidente da República, em articulação com as demais políticas públicas. Além disso, tem como nova função: a proposição da licitação individual de projetos do setor elétrico e do critério de garantia estrutural de suprimento. Dentre os princípios e objetivos que norteiam a Política Energética Nacional, pode-se destacar: preservar o interesse nacional; proteger os interesses do consumidor quanto a preço, qualidade e oferta dos produtos; promover a livre concorrência; utilizar fontes alternativas de energia, mediante o aproveitamento econômico dos insumos disponíveis e das tecnologias aplicáveis; atrair investimentos na produção de energia e ampliar a competitividade do País no mercado internacional.

d) O MME, criado pela Lei nº 3.782/1960. Exerce o planejamento setorial, formula e implementa políticas para o setor de energia, conforme as diretrizes do CNPE. Realiza o monitoramento da segurança de suprimento do setor elétrico, através do CMSE.

e) A EPE, criada por meio da Lei nº 10.847/2004, tem como função realizar estudos de planejamento integrado dos recursos energéticos, tal como, estudos do planejamento da expansão na geração e transmissão do setor elétrico.

f) A CCEE, regulamentada pelo Decreto nº 5.177/2004, é uma organização civil de direito privado, sem fins lucrativos, congregando agentes das categorias de geração, distribuição e comercialização de energia elétrica. O principal objetivo da CCEE é contabilizar e liquidar as diferenças contratuais de energia no mercado de curto prazo. Também é responsável pela realização de leilões de energia elétrica; pela implantação e divulgação das regras e procedimentos da comercialização; pela administração do Ambiente de Contratação Regulada (ACR) e Ambiente de Contratação Livre (ACL).

g) O CMSE, criado pela Lei nº 10.848/2004, é responsável pelo monitoramento das condições de atendimento no horizonte de cinco anos, recomendando ações preventivas com objetivo de restaurar a segurança do suprimento. O CMSE será coordenado pelo MME e terá a participação das seguintes entidades: EPE, CCEE, ONS e ANEEL.

Em resumo, todas essas entidades regem as relações entre as geradoras, as transmissoras, os distribuidores, os consumidores e os comercializadores, assegurando as vantagens competitivas.

2.3. O papel das Fontes Alternativas de Geração de Energia

De forma generalista, pode-se entender que as novas fontes de energia representam uma mudança na estrutura de produção, trazendo conseqüências para a sociedade como um todo. De acordo com Reis (2001), as perspectivas da geração no Brasil, estão motivadas pela maior abertura à competição, a entrada de capitais privados e, sobretudo, pelo maior respeito à questão ambiental.

As fontes alternativas de energia estão ganhando cada vez mais espaço, devido a diversos motivos, tais como: as questões ambientais, as crises do petróleo e a dificuldade na construção de novas hidrelétricas. Construir uma hidroelétrica significa, na maioria das vezes, desabitatar e destruir uma grande área verde, além disso, envolve um altíssimo valor de investimento inicial.

O termo fonte renovável de energia deriva a partir da concepção de uma energia limpa, não poluente e inesgotável, que pode ser encontrada com facilidade na natureza. O

Brasil, apesar de ser um grande gerador de energia renovável, no que diz respeito às hidroelétricas, entretanto, em relação às energias novas e renováveis (E-FERs), ainda não são tão expressivas como deveriam ser, dado o potencial existente.

Em resumo, as principais vantagens da utilização das energias renováveis seriam: a redução da emissão de gases poluentes que contribuem para o efeito “estufa” da atmosfera, a sustentabilidade e a independência energética.

Poder-se-ia afirmar que as E-FERs são as fontes de energia de origem não fóssil, tais como eólica, solar, geotérmica, hidroeletricidade, biomassa, gás de aterro, gás de esgoto e biogases. Já as fontes Alternativas de Energia, surgem para complementar as energias utilizadas tradicionalmente. A energia eólica, em particular, representa uma fonte alternativa e renovável de energia. O Brasil possui um enorme potencial eólico, notadamente na região Nordeste, que possui ventos com velocidade média de 8 m/s.

De acordo com Aldabó (2002), a demanda por energia global terá um salto significativo no ano de 2025 e essa tendência de alta terá continuidade nos anos seguintes. Diante dessa perspectiva, parece lógica a necessidade urgente da diversificação da matriz energética, com uma maior participação das fontes renováveis de energia, ilustradas na Figura 1.

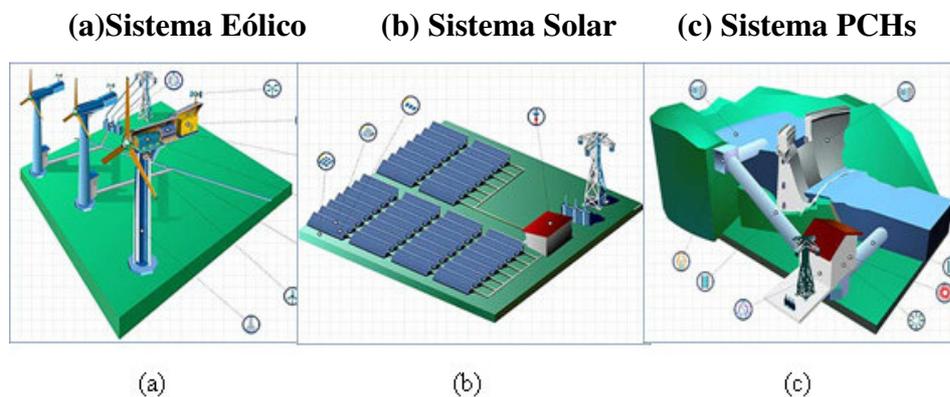


Figura 1 – Sistemas de geração de energia elétrica a partir de fontes renováveis.

Fonte: Adaptado de ENEL (2006).

A tese de Simioni (2006) discorre acerca das vantagens e desvantagens das energias renováveis, o autor ressalta a importância de ponderar os pontos fortes e fracos, para não criar falsas expectativas em torno do tema. De acordo com o autor, seguem abaixo, os conceitos e características de alguns tipos de energia:

- Biomassa - o termo biomassa refere-se a produtos e subprodutos agrícolas (bagaço de cana, arroz, casca de cupuaçu, etc.), aos resíduos de origem humana ou animal (gás de

aterro, resíduos sólidos urbanos, etc). Sua principal vantagem reside na eliminação de resíduos, proporcionando uma melhor qualidade de vida para a coletividade. Entretanto, como desvantagem está o alto custo de investimento para uma produção de energia relativamente baixa. Sendo assim, é correto afirmar que não apresenta uma boa relação custo-benefício, sob o ponto de vista econômico-financeiro, mas é importante em se tratando de questões ambientalistas.

- Solar – A partir da energia solar fotovoltaica é possível gerar energia através de placas coletoras, podendo ser usada direta ou mesmo armazenada em baterias. A principal vantagem desse tipo de energia está em proporcionar, no uso doméstico, uma redução no consumo de energia residencial. Entretanto, apresenta como desvantagem a geração de energia de forma intermitente, com oscilações de altas e baixas (no início e no final do dia). Além disso, os equipamentos são importados e as placas fotovoltaicas apresentam um custo alto.
- Pequenas Centrais Hidroelétricas (PCHs) – Usualmente são assim denominadas aquelas usinas com capacidade instalada de até 10MW, no Brasil considera-se PCH uma usina com potência até o limite de 30MW, existindo a intenção de aumentar tal índice para 50MW. Como principal desvantagem pode-se destacar o impacto para fauna aquática e terrestre provocado não por uma única PCH, mas por várias PCHs mescladas com hidroelétricas de médio porte. Mesmo assim, é indiscutível o fato de que as PCHs acarretam impactos ambientais menores, além de apresentarem menores custos de instalação comparativamente com as usinas hidroelétricas de grande porte.
- Hidrogênio – As células de combustível (CCs), à base de hidrogênio, são capazes de substituir as fontes tradicionais de geração de energia e o petróleo. O processo parte do princípio em que átomos de hidrogênio e oxigênio se combinam para formar uma molécula de água, elétrons são liberados formando uma corrente elétrica. A grande vantagem é de ordem econômica, com a ampla utilização em diversos setores, inclusive em veículos, democratizando o uso de energia e descentralizando o setor energético. Entretanto, há riscos de sérios acidentes pelo fato de que o hidrogênio, em sua forma gasosa, é altamente explosivo.
- Eólica - A energia eólica é produzida pela transformação da energia cinética dos ventos em energia elétrica, tal conversão é realizada por um aerogerador. Como vantagem deve-se destacar o seu papel para com o meio ambiente, já que não implica em nenhum tipo de

poluição. Mas, existem pontos negativos, tais como: a poluição visual, a inconstância no regime dos ventos, a exigência de menos mão-de-obra (gerando menos empregos do que fontes tradicionais de energia), a emissão de ruídos de baixa frequência e a interferência eletromagnética causada pelas hélices dos rotores. Essas desvantagens poderão ser eliminadas ou minimizadas através de projetos de P&D (Pesquisa e Desenvolvimento de novas tecnologias).

A tabela 1, extraída do livro de Tolmasquim (2005), demonstra as diferenças entre os diversos tipos de geração de energia, no que se refere à tarifa de equilíbrio (TEQ) e ao investimento. A fonte eólica, dentre as outras fontes de energia, apresenta o mais alto valor de TEQ, devido os seus custos de instalação e gastos com O&M (Operação e Manutenção).

Tabela 1 – Comparativo econômico-financeiro das fontes de geração

Fontes de Geração de Energia Elétrica			
Tipo	TEQ (R\$/MWh)	TEQ (U\$/MWh)	Investimento (US\$ / KW)
Biomassa (bagaço de cana)	101,31	33,77	719
Hidrelétrica	107,28	35,76	820
Pequenas Centrais Hidrelétricas	108,36	36,12	880
Eólica	230,80	76,93	1.157

Fonte: Tolmasquim (2005).

O Brasil possui no total 1.707 de empreendimentos em operação, gerando 100.984.292 kW de potência, sendo previsto um acréscimo de 27.242.310 kW na sua capacidade de geração, conforme informações divulgadas pelo “site” da Aneel em maio de 2008. Conforme a Tabela 2, a participação das centrais geradoras eolielétricas em operação, representa um percentual incipiente de 0,24%, a despeito do enorme potencial eólico brasileiro.

Tabela 2 – Empreendimentos em operação no Brasil em 2008

Usinas em Operação			
Tipo	Quantidade	Potência (kW)	%
Central Geradora Hidrelétrica	219	114.802	0,11
Central Geradora Eolielétrica	16	247.050	0,24
Pequena Central Hidrelétrica	299	1.992.737	1,97
Central Geradora Solar Fotovoltaica	1	20	0
Usina Hidrelétrica de Energia	159	75.023.597	74,29
Usina Termelétrica de Energia	1.011	21.599.086	21,39
Usina Termonuclear	2	2.007.000	1,99
TOTAL	1.707	100.984.292	100

Fonte: site da ANEEL (dados atualizados em 20.05. 2008).

A Tabela 3, mostra a matriz de oferta energética em GWh, divulgada em 2006 pelo Ministério de Minas e Energia (MME). A partir da Tabela 3, verifica-se que entre as opções energéticas brasileiras, a energia nuclear foi a que apresentou um maior aumento proporcional entre os anos de 2005 e 2006, seguido do uso do carvão mineral. Tais fontes energéticas são criticadas pelo risco de contaminação radioativa e pelo potencial de poluição.

Pode-se concluir que, a importância das vantagens apresentadas pelas E-FERs, são indiscutíveis e seus problemas poderão ser contornados. Apesar disso, seria muito idealista acreditar na possibilidade de uma substituição total das fontes tradicionais por novas fontes. De forma mais realista, espera-se a gradual redução de tais fontes, mediante a expansão das E-FERs, e com isso promover cada vez mais a diversificação da matriz energética global. Muitos avanços foram feitos no Brasil, o reflexo desse esforço está no PROINFA – Programa Nacional de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia, cuja missão é viabilizar tais empreendimentos.

Tabela 3 – Matriz de Oferta de energia elétrica em GWh

Fontes	2005	2006	06/05 %
HIDRO	337,457	347,820	3.1
NUCLEAR	9,855	13,769	39.7
GÁS NATURAL	18,811	18,547	-1.4
CARVÃO MINERAL	6,863	8,500	23.9
DERIVADOS DE PETRÓLEO	11,722	10,888	-7.1
BIOMASSA	14,042	15,211	8.3
GÁS INDUSTRIAL	4,188	3,741	-10.7
IMPORTAÇÃO	39,042	41,155	5.4
TOTAL	441,980	459,631	4.0

Fonte: site do MME – Ministério de Minas e Energia em 2006

2.4. O Programa Nacional de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia-PROINFA.

O Programa de Incentivos às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA) foi instituído pela Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002, foi revisado pela Lei nº 10.762, de 11 de novembro de 2003. Tem como principal objetivo, promover a diversificação da matriz energética brasileira, mediante o incentivo do uso das fontes renováveis de energia.

O referido programa, coordenado pelo Ministério de Minas e Energia (MME), estabelece a contratação de 3.300 MW de energia no Sistema Interligado Nacional (SIN), produzidos por eólica, biomassa e pequenas centrais hidrelétricas.

De acordo com o Ministério de Minas e Energia (MME), o PROINFA terá o suporte financeiro do BNDES, que criou um programa de apoio a investimentos em fontes alternativas renováveis de energia elétrica. A linha de crédito prevê financiamento de até 80% do investimento, excluindo apenas bens e serviços importados e a aquisição de terrenos. De acordo com a Lei nº 10.762/2003, existe um limite de contratação por estado de 20% da potência total destinada às fontes eólica e biomassa, e 15% para as pequenas centrais hidrelétricas, o que possibilita a todos os Estados, a mesma oportunidade de participarem do programa.

É importante salientar que, em relação ao abastecimento de energia elétrica do país, o PROINFA representa um instrumento de complementaridade energética sazonal para a energia hidráulica, que por sua vez, responde por mais de 74% da geração de energia no país. Particularmente na região Nordeste, devido às condições climáticas favoráveis, a energia eólica representará o complemento perfeito ao abastecimento hidráulico, porque o período de ventos mais intensos é oportunamente inverso ao período das chuvas.

De acordo com Costa (2006), o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia, estabelece uma série de incentivos para a utilização de E-FERs. São diversos os incentivos, mas de uma forma geral prevê: desconto de 50% nas Tarifas de Uso de Sistema de Transmissão e Distribuição, no que diz respeito à eólica, biomassa, solar e cogeração; a sub-rogação da Conta de Consumo de Combustíveis – CCC para as fontes alternativas até o ano 2022, ampliando tais fontes no sistema isolado; a criação da Conta de Desenvolvimento Energético – CDE, esta por sua vez, poderá ser utilizada para subsidiar as E-FERs.

Segundo Costa (2006), o programa contempla duas fases distintas: o PROINFA 1 que visa garantir a contratação de 3.300 MW, sendo divididos igualmente para pequenas centrais hidrelétricas, biomassa e eólica. Já o PROINFA 2, estabelece uma meta de 15% de E-FERs sobre o crescimento anual do consumo de eletricidade. Essa segunda fase do programa, ainda exige um índice de 90% de nacionalização para serviços e equipamentos. A razão de ser do PROINFA 2, pode ser explicada pela insuficiência da primeira fase do programa de expandir as E-FERs de acordo com o que se esperava, ainda existe a possibilidade de uma parte dos empreendimentos contratados não serem implementados. O fim da primeira fase do programa deveria ter ocorrido no final de 2006, mas foi adiado para 2008.

A previsão otimista em relação ao PROINFA, segundo Costa (2006), é de que as E-FERs terão em torno de 3,2% de participação na matriz energética em 2008. Considerando uma geração de 13.002 GWh, com fatores de capacidade de: 60% para PCHs, 50% para biomassa e 30% para eólica.

Através da implantação do PROINFA, é estimada a criação de pelo menos 150 mil empregos diretos e indiretos, durante a construção e a operação dos projetos. O Brasil detém as tecnologias de produção de maquinário para uso em PCHs e usinas de biomassa, também está progredindo na tecnologia eólica, com duas fábricas instaladas, uma na região Sudeste e outra no Nordeste.

O programa, de acordo com Dutra (2007), desde a sua criação até a publicação dos valores econômicos de compra de energia para cada fonte, atraiu investidores nacionais e estrangeiros, fomentando as fontes alternativas no Brasil. Ainda segundo o autor, o PROINFA em sua primeira fase, adotou como mecanismo de incentivo a aplicação de uma tarifa de compra de energia (*Feed-In*), para projetos com contratos para vinte anos, assim como um mecanismo de subsídios para investimentos, ao disponibilizar linhas especiais do BNDES para os projetos selecionados.

Uma definição do PROINFA 2 servirá para equacionar os problemas da primeira fase e garantir novos investimentos e empreendimentos no país. Entretanto, as definições da segunda fase do programa só ocorrerão após a consolidação de sua primeira fase. Além disso, as regras deverão seguir os parâmetros do novo modelo do setor elétrico. Portanto, uma clara definição das regras do PROINFA 2, é indispensável para a continuidade da geração eólica no Brasil.

3 As características da Geração Eólica e a Questão Ambiental

A produção de energia, em particular, é considerada responsável pelas mudanças climáticas ocorridas em escalas mundiais nos últimos anos. A emissão de gases poluentes na atmosfera, tais como: dióxido de carbono, metano, monóxido de carbono, óxido de nitrogênio, óxido de enxofre, etc, estariam contribuindo de forma direta para o chamado “aquecimento global”. Através do protocolo de Kyoto, foram estabelecidas metas para a redução da emissão de tais gases poluentes, dentre elas o incentivo para a ampliação das E-FERs, em particular da energia eólica.

Além das questões ambientais, esse capítulo pretende mostrar as particularidades da geração eólica, uma análise do caráter aleatório dos ventos e os fatores que os influenciam. Esses detalhes são pertinentes para o estudo da viabilidade técnica de um empreendimento eólico.

Também será apresentado um breve panorama do crescimento eólico em escala mundial, em especial o crescimento no Brasil e notadamente na região nordestina.

3.1. A Tecnologia Eólica

Por definição, a energia eólica é a energia cinética contida em massas de ar em movimento, que por sua vez, será efetivamente aproveitada a partir da sua conversão para energia cinética de rotação, mediante a utilização dos aerogeradores.

Uma turbina ou rotor converte a energia cinética das massas do ar em movimento (vento), em energia rotacional, através do emprego das forças aerodinâmicas nas pás do rotor. Essas forças são geradas ao longo das pás do rotor, que precisa ser cuidadosamente projetado.

De acordo com Aldabó (2002), a conversão realizada pelos aerogeradores depende fundamentalmente da velocidade do vento. Os aerogeradores começam a gerar energia a partir de uma determinada velocidade de vento (“*cut-in*”) e param de gerar quando a velocidade ultrapassa o limite de segurança (“*cut-out*”).

Ainda segundo o autor, o conjunto aerogerador é constituído por: *torre* (estrutura tubular que sustenta a nacelle e o rotor acima do solo), *nacelle* (envolve e protege a caixa de engrenagens, controlador de freio e o gerador), *rotor* (tem como função captar a energia cinética dos ventos e convertê-la em energia mecânica no eixo), *pás do rotor* (são responsáveis pela captação do vento e conversão da potência ao centro do rotor), *transmissão*³ (tem como função transmitir a energia mecânica do eixo do rotor ao eixo do gerador), *anemômetro* (mede a intensidade e velocidade dos ventos) e *gerador elétrico* (responsável por converter a energia mecânica em energia elétrica).

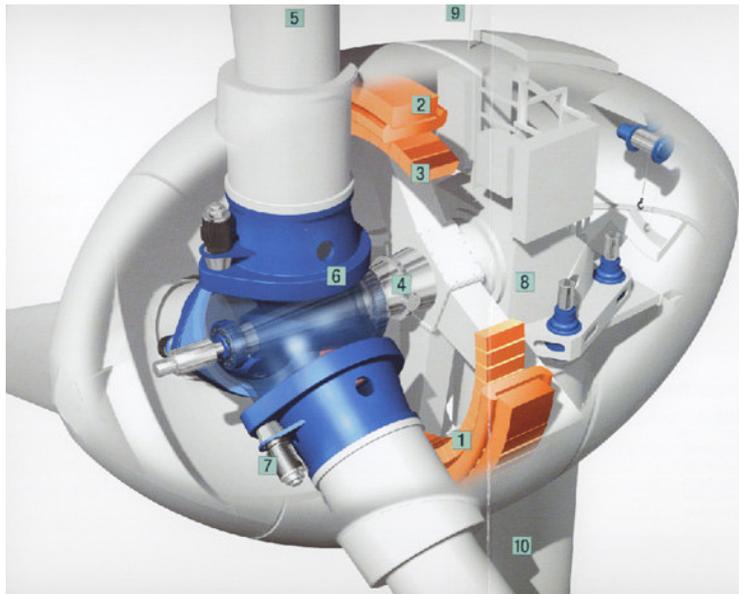
Segundo Aldabó (2002), um aerogerador possui sistema de controle e um sistema de armazenamento, o primeiro é formado por sensores que proporcionam um melhor aproveitamento do potencial do vento. Já o segundo é formado por baterias, que armazenam energia extra produzida para aproveitamento nos períodos de pouco vento, mas esse recurso é dispensável quando as médias das velocidades dos ventos são altas.

Ainda segundo o autor, um sistema de controle eficiente irá proteger todos os componentes do sistema eólico, de forma a garantir dentre outras coisas: o funcionamento automático do aerogerador, o bom rendimento do sistema como um todo e a parada do gerador na ocorrência de qualquer anormalidade, como velocidade de vento muito alta ou mesmo sobreaquecimento no gerador. Em resumo, um bom sistema de controle irá proporcionar segurança e menores custos de manutenção. A Figura 2 representa os componentes de um aerogerador.

A performance da turbina eólica depende da velocidade do vento e do diâmetro do rotor, essas turbinas ficam sujeitas às oscilações de velocidades do vento, por isso, as pás precisam ser projetadas com material adequado (geralmente é utilizada a fibra de vidro, mais leve e flexível) para suportar altas velocidades. A Figura 3 mostra turbinas eólicas com três pás, localizadas na Central Eólica de Mucuripe (Fortaleza – Ceará).

Atualmente, os aerogeradores conectados à rede elétrica, são construídos com turbinas de eixo horizontal e possuem três pás. De acordo com Aldabó (2002), a quantidade de pás utilizada é inversamente proporcional à velocidade no eixo do rotor, quanto menor o número de pás mais rápido o eixo gira. O uso de três pás representa um melhor desempenho aerodinâmico e menores impactos de ruído e visual.

³ Atualmente, existem sistemas eólicos sem a caixa de transmissão, reduzindo os gastos com manutenção.



- (1) Gerador
- (2) Estator do Gerador
- (3) Rotor do Gerador
- (4) Eixo Principal
- (5) Pás do Rotor
- (6) Bosso
- (7) Controle do Passo
- (8) Mecanismo de Orientação
- (9) Anemômetro
- (10) Torre

Figura 2 – Componentes de um aerogerador sem caixa de transmissão.

Fonte: Enercon



Figura 3 – Turbinas de Eixo Horizontal com três pás

Fonte: www.windpower.org

Com toda a tecnologia disponível, existem sistemas eólicos capazes de se adaptar ao caráter sazonal e incerto dos ventos. São sistemas eólicos de grande porte, constituídos por rotores de grande diâmetro, possuem geradores capazes de suportar oscilações dos ventos sem que isso altere a conversão de energia. Na incidência de ventos muito fortes, para evitar danos estruturais, parte da energia cinética não é aproveitada. Por esse motivo os rotores são providos de dispositivos de controle de potência.

De acordo com DEWI (1998), a potência teoricamente extraída pela turbina pode ser descrita na equação abaixo (3.1):

$$P = \rho / 2 \times c_p \times \eta \times A \times v^3 \quad (3.1)$$

Onde:

P = Potência Elétrica ⁴(W)

ρ = massa específica do ar (Kg/m³)

c_p = coeficiente de potência (relação entre a potência mecânica no eixo do rotor e a potência disponível)

η = eficiência elétrico / mecânica

A = área do rotor da turbina eólica (m²)

V_1 = velocidade instantânea do vento (m/s)

A fórmula acima indica que o potencial eólico depende da velocidade do vento, da massa específica do ar (sujeita a temperatura e pressão), do tamanho do rotor, da eficiência elétrico/mecânica e do coeficiente de desempenho aerodinâmico (C_p). Portanto, em linhas gerais, o potencial eólico é melhor quando se tem maior velocidade de vento e maior densidade do ar. A potência do aerogerador é muito sensível à velocidade do vento e ao diâmetro do rotor, uma vez que cresce, respectivamente, com o cubo e o quadrado desses itens.

De acordo com Carvalho (2003), o valor máximo teórico de C_p é de 0,593 (Coeficiente de Betz) ⁵ dessa forma, 59,3% representa o percentual máximo de energia, que poderá ser extraído por uma turbina eólica. A perda de energia pode ser minimizada aumentando a distância entre os aerogeradores. Vale salientar que, ventos com baixa velocidade não serão capazes de acionar o sistema eólico, portanto não haverá a conversão para energia mecânica. Daí a importância de se conhecer o regime dos ventos da região em que se pretende implantar um empreendimento eólico.

3.2. O Regime dos Ventos

As massas de ar em movimento, na atmosfera, constituem o que se denomina de “ventos”, o seu aproveitamento decorre da conversão de energia cinética, contida nas massas

⁴“Potência é a energia transferida por unidade de tempo, podendo ser medida em qualquer instante, enquanto que energia tem de ser medida durante um período de tempo”. (Aldabó, 2002).

⁵ O valor máximo do coeficiente de potência foi calculado pela primeira vez pelo físico alemão Albert Betz em 1919.

de ar, para a mecânica pelo emprego dos aerogeradores, conforme foi descrito anteriormente neste trabalho.

Os ventos são a matéria-prima da energia eólica e caracterizam-se por ser um recurso renovável, sendo provocados pelas diferenças de pressão causadas pelo aquecimento irregular do sol sobre a superfície da Terra. Em resumo a colisão entre as massas de ar gera os ventos.

Os dados de velocidade dos ventos, normalmente são medidos num intervalo de tempo de 10 minutos a partir de um anemômetro, que é um sensor de direção e velocidade do vento localizado no topo de uma torre. Tais dados possuem um caráter estocástico, por apresentarem oscilações num curto espaço de tempo, de acordo com a direção, sentido e intensidade do vento.

De acordo com Miguel (2004), os anemômetros são posicionados a uma altura de no mínimo 10 m acima do solo, onde os registros das medições do vento são analisados estatisticamente. Sendo possível conhecer o regime dos ventos e estabelecer características estruturais e operacionais do aerogerador, propiciando um melhor rendimento do mesmo para a geração de energia.

Conforme a figura 4, o Brasil possui um grande potencial eólico, notadamente nas regiões onde a velocidade média dos ventos ultrapassa a 7 m/s, como por exemplo, a região de Itaparica no Nordeste.

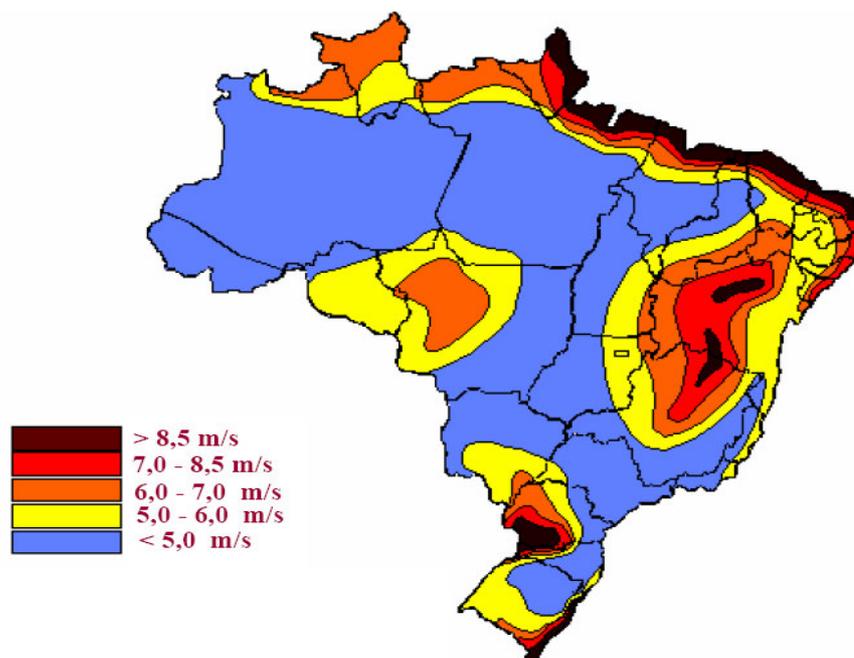


Figura 4 – Mapa do potencial eólico no Brasil

Fonte: CEPEL 2001.

De acordo com Nascimento (2005), um dos fatores que influenciam o regime dos ventos é a rugosidade do terreno⁶ e a presença de obstáculos. A oscilação da velocidade do vento é influenciada diretamente pela rugosidade (o ideal seria terrenos com baixa rugosidade, ao contrário das cidades e florestas) e também pela presença de obstáculos (árvores e prédios, por exemplo, que reduzem a velocidade do vento).

Portanto, conhecer o regime dos ventos e os fatores que os influenciam, é de fundamental importância para a análise da viabilidade técnica, prever o potencial eólico de uma região e adaptar a estrutura dos aerogeradores para garantir um melhor rendimento.

Entretanto, existe um detalhe pertinente que se refere à aplicação da aproximação logarítmica para realizar o cálculo do fator de conversão, que por sua vez, será multiplicado pelos dados da série histórica de ventos. Esse procedimento se faz necessário, quando a medição das velocidades do vento é realizada a uma altura diferente, na qual será posicionado o centro do rotor do aerogerador, cabendo aplicar a aproximação logarítmica descrita abaixo:

$$\frac{v}{v_0} = \frac{\text{Log}\left(\frac{H}{z_0}\right)}{\text{Log}\left(\frac{H_0}{z_0}\right)} \quad (3.2)$$

Onde:

v = velocidade na altura desejada

v_0 = velocidade conhecida na altura H_0

H = altura desejada para a velocidade v (centro do rotor)

H_0 = altura de referência ou de medição

z_0 = comprimento da rugosidade

A Figura 5 ilustra diversos valores de z_0 que determinam o comprimento da rugosidade, dado as características de classes de superfícies.

A chamada curva de potência indica a potência elétrica do aerogerador para uma determinada velocidade de vento, a uma conhecida massa específica do ar, sinalizando o rendimento do sistema eólico de acordo com os diferentes níveis de velocidade dos ventos. A

⁶ Quanto maior for a rugosidade, ou seja, quanto mais alta e mais densa for a formação, será mais difícil para o vento se deslocar. (Nascimento, 2005).

Figura 6 mostra a curva de potência do aerogerador da Enercon E-48, com 48 metros de diâmetro de rotor e 800 kW de Potência nominal⁷:

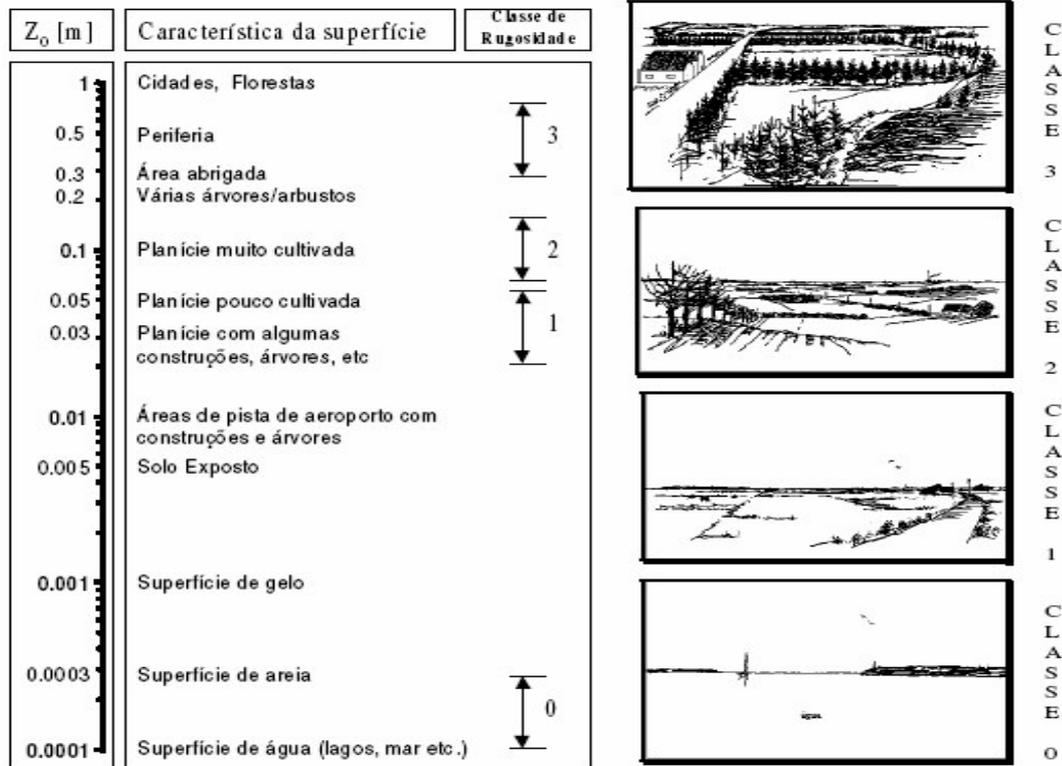


Figura 5 – Comprimentos de rugosidade

Fonte: MTP 1993

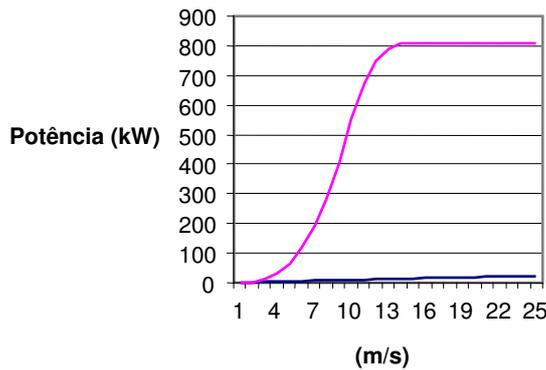


Figura 6 – Curva de Potência do aerogerador E-48 da Enercon

Fonte: Elaboração própria

De acordo com Aldabó (2002), o fator de capacidade também é um elemento para aferir a produtividade da geração eólica, pois compara a atual produção do sistema eólico,

⁷ Potência nominal – “é a potência elétrica especificada pelo fabricante na placa de características da aeroturbina” (Aldabó, 2002).

num período de tempo, com a quantidade de energia que esse sistema produziria em plena capacidade para esse mesmo período de tempo.

O fator de disponibilidade é definido como sendo a relação entre o tempo em que o aerogerador está disponível para funcionar e o tempo total do período observado, considerando os tempos de interrupção causados por manutenções ou mesmo eventuais defeitos. Geralmente, para os empreendimentos eólicos, é considerado um fator de disponibilidade de 95%, que é um valor representativo para os atuais aerogeradores fabricados.

Em resumo, no momento da avaliação do potencial eólico de uma determinada região, a análise de parâmetros, tais como: a curva de potência do aerogerador, o fator de capacidade, o fator de disponibilidade, tal como as condições topográficas, climáticas e a rugosidade, constituem elementos importantes para a validação do projeto, para que depois seja feita a análise da viabilidade econômico-financeira. É importante salientar que, não menos importante é o estudo dos impactos da energia eólica para com o meio ambiente, para garantir que empreendimentos economicamente viáveis, também sejam bem aceitos pela coletividade.

3.3. O Impacto Ambiental da utilização da Energia Eólica.

Um impacto ambiental positivo, proveniente da energia eólica, pode ser melhor avaliado pela quantidade de dióxido de carbono não emitido na atmosfera. Por exemplo, uma turbina de 600KW, dependendo do regime de vento e do fator de capacidade, pode evitar a emissão de 20.000 a 36.000 toneladas de CO₂, durante sua vida útil estimada em 20 anos (Tolmasquim, 2004).

Entretanto, a energia eólica também apresenta alguns impactos ambientais negativos a serem considerados, que são: a emissão de ruídos quantificados em decibéis; ao impacto sobre o uso da área ocupada pela fazenda eólica (mas a área ocupada poderá vir a ser utilizada para a agricultura); o impacto sobre a fauna, que pode ser mensurado pelo estudo das rotas migratórias das aves; o impacto visual que pode vir a descaracterizar uma determinada área, a interferência eletromagnética, etc. Todos esses impactos são de menor gravidade e podem ser minimizados ou até mesmo corrigidos com a aplicação de inovações tecnológicas.

A seguir, será apresentado um maior detalhamento sobre: a emissão de ruídos, o impacto visual e o impacto sobre a avifauna a partir do uso da energia eólica.

3.3.1. Emissão de Ruídos

De acordo com Dutra (2001), a emissão de ruídos provocados pelas turbinas eólicas, tem origem mecânica (provocado pela caixa de engrenagens que multiplica a rotação das pás para o gerador e até mesmo pela própria torre, através dos contatos desta com a nacelle) e origem aerodinâmica (é influenciado pela velocidade do vento incidente sobre a turbina eólica).

Os geradores mais convencionais necessitam de alta rotação para funcionar, daí o emprego de engrenagens para multiplicar a rotação necessária no gerador. A solução para evitar a emissão do ruído de origem mecânica, se dá mediante o emprego de um gerador elétrico multipolo, conectado diretamente ao eixo das pás, dispensando o uso das engrenagens. Esse tipo de gerador, mais avançado tecnologicamente, funciona em baixas rotações sem necessitar das engrenagens que geram os ruídos. Em relação aos ruídos de natureza aerodinâmica, pás mais modernas, que proporcionam um maior aproveitamento com menor emissão de ruído, já estão sendo produzidas pelos fabricantes.

A Enercon, um dos maiores fabricantes de aerogeradores no mundo, fabrica os mesmos com tecnologia inovadora, onde o rotor e o gerador funcionam em paralelo, sem engrenagens. Essas inovações proporcionam pouco desgaste do material, redução de gastos com manutenção e diminui a emissão de ruídos.

As inovações tecnológicas, adotadas pelos fabricantes, estão promovendo a melhoria da aerodinâmica das pás e da mecânica da caixa de engrenagem, contribuindo de forma significativa para a redução na emissão dos ruídos.

3.3.2. Impacto Visual

O impacto visual causado pela instalação dos sistemas eólicos, ainda é motivo de resistência para a implantação de empreendimentos. De acordo com Silva (2006), diversas inovações tecnológicas buscam integrar os parques eólicos à paisagem, os novos empreendimentos eólicos possuem turbinas sobre uma torre de aço tubular afilada, produzindo um efeito estético mais leve.

As turbinas de três pás proporcionam movimentos giratórios mais lentos do que as turbinas de duas pás, contribuindo para a redução dos impactos visuais e sonoros. Além disso, os projetistas estão tendo cuidados para reduzir os efeitos da reflexão da luz solar ou de seu sombreamento pelas pás das turbinas eólicas. A figura abaixo, mostra a evolução comercial das turbinas de três pás:

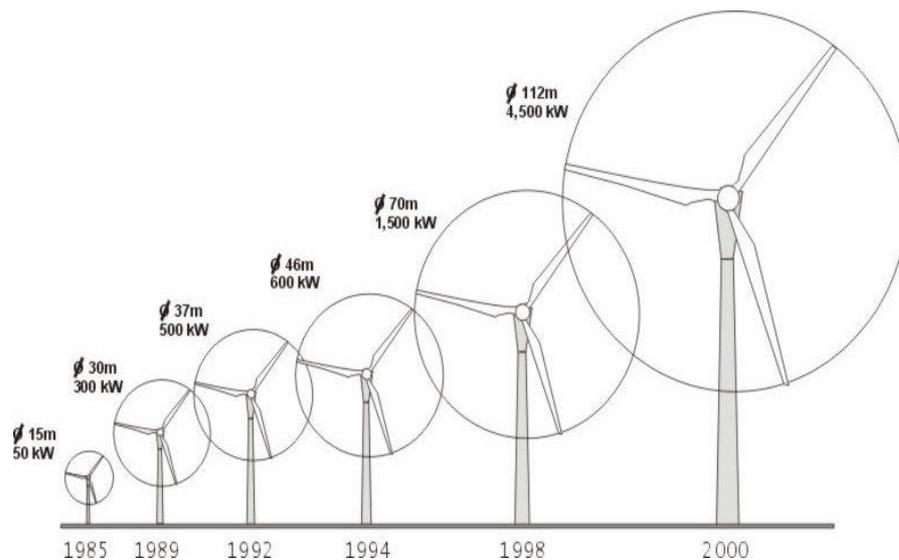


Figura 7 – Evolução comercial das turbinas eólicas.

Fonte: DEWI

3.3.3. Impacto sobre a Avifauna

Esse impacto é causado pela morte dos pássaros, causada pela colisão com as pás do rotor, entretanto, os acidentes em linhas de transmissão, postes, colisão com veículos, prática de caça predatória, enfim, todos esses fatores são responsáveis por um número bem mais

elevado de mortes de aves do que os eventuais acidentes causados pelas pás de turbinas. Mesmo assim, um estudo prévio da rota migratória das aves de uma determinada região, poderá evitar esse tipo de impacto ambiental negativo. Em um estudo elaborado pela Sociedade Portuguesa para o Estudo das Aves (SPEA), afirma-se que os impactos de maior interesse do público em geral, referem-se à perturbação e o efeito de barreira causado pelos aerogeradores sobre as diversas espécies de aves e da mortalidade destas pela colisão com as pás.

Jochen Flasbarth, do Ministério do Ambiente alemão e antigo presidente da organização ambientalista NABU (Naturschutzbund Deutschland e. V), alertou os impactos ambientais provocados pela energia eólica, notadamente os problemas de estética paisagística e de proteção das aves.

Pode-se concluir que, os impactos ambientais precisam ser considerados durante o processo de implantação de um empreendimento, entretanto, existem vantagens de ordem mais elevada a serem consideradas na adoção da energia eólica, tais como: preços de energia mais equilibrados; redução dos riscos de descontinuidade de abastecimento, devido a diversificação na oferta de energia e complementaridade com o regime hidrológico; maior competitividade e menor dependência das fontes tradicionais de energia.

3.4. Panorama do crescimento da energia eólica no Mundo e no Brasil

De acordo com a “*American Wind Energy Association*” (AWEA), a energia eólica tem crescido em escala mundial, notadamente em países europeus, tais como: Alemanha, Dinamarca, Holanda e Inglaterra. Nos Estados Unidos, os estados do Texas e Califórnia possuem uma boa representatividade nesse tipo de geração de energia. O destaque desses referidos países na geração eólica deve-se principalmente, ao apoio governamental, com a adoção dos programas de incentivo. Além disso, o progresso tecnológico dos aerogeradores (que proporcionou mais eficiência e redução dos custos de implantação), a captação de investimentos privados e uma maior consciência ecológica, foram elementos que fomentaram o desenvolvimento eólico.

De acordo com Silva (2006), a geração eólica desenvolveu-se muito bem durante a década de 90, porém de forma desigual, com a Europa concentrando cerca de 70% da

capacidade instalada, já a América do Norte representava 19% dessa capacidade, o continente asiático e o pacífico com inacreditáveis 9% de representatividade. Segundo a autora, esse diferencial europeu muito se deve ao sucesso dos programas de incentivo governamentais, que asseguram aos investidores um retorno para os seus investimentos com aporte de garantias reais.

É importante lembrar o fato de que o continente europeu concentra os maiores fabricantes mundiais de aerogeradores, tais como: “Enercon”, “Neg Micon”, “Nordex”, “GE Wind”, “Jacobs” e “Vestas”. Atualmente, existem diversos outros fabricantes envolvidos com a tecnologia eólica, reflexo da expansão mundial dessa fonte alternativa de energia. Nos Estados Unidos existem fabricantes como a “Bergey Windpower” e a “Zond”, no Brasil a “Wobben Windpower” (subsidiária da alemã “Enercon”), representa o único fabricante nacional.

A utilização da energia eólica está sendo expandida para muito além dos continentes europeu e norte americano, o reflexo disso está na crescente participação dos países asiáticos, africanos e latinos americanos. A tabela 4 contempla os países em destaque mundial na utilização da energia eólica. Os números representam a potência eólica instalada em Megawatts (MW) nestes países, de acordo com estimativas da “European Wind Energy Association” (EWEA).

Tabela 4 – Ranking Mundial em potência eólica instalada

Posição dos países em potência eólica instalada no mundo (Megawatts).

PAÍS	Início 2006	Início 2007
Alemanha	18.427	20.622
Espanha	10.028	11.615
Estados Unidos	9.142	11.698
Índia	4.434	6.270
Dinamarca	3.127	3.136
Itália	1.717	2.123
Inglaterra	1.342	1.958
China	1.260	2.594
Japão	1.150	1.394
Portugal	1.024	1.716
Áustria	819	965
França	770	1.469
Canadá	684	1.451
Irlanda	525	756
Brasil	48	256
México	5	88
África do Sul	3	3

Fonte: www.windpower-nthly.com/WPM: WINDCATOR

Em relação ao Brasil, nota-se um salto significativo de 2006 para o ano de 2007, com uma variação percentual positiva de 433,33%. Por isso, apesar de permanecer atrás de diversos países, é o mais expressivo potencial eólico da América Latina e também o que mais cresceu em termos percentuais.

O Brasil, diante da ameaça de uma nova crise no setor elétrico, a energia gerada a partir da força dos ventos, torna-se cada vez mais atrativa e promissora. Uma grande parte do litoral brasileiro, em particular o da região Nordeste, apresenta um regime de ventos favorável (velocidades médias de vento elevadas) para o aproveitamento da energia eólica em larga escala.

De acordo com os dados da CBEE (Centro Brasileiro de Energia Eólica), a capacidade instalada no Brasil é de 20,3 MW, enquanto que o potencial eólico estimado no Nordeste é na ordem de 6.000MW. Ainda segundo a CBEE, o grande desafio para a geração eólica no país, será o de produzir eletricidade a custos competitivos com centrais termoelétricas, nucleares e hidroelétricas. Estudos recentes mostram a possibilidade de geração elétrica com custos na ordem de US\$ 70 - US\$ 80 por MWh.

Conforme dados divulgados pela Aneel, existem 16 empreendimentos de fonte eólica em operação no Brasil (Tabela 5), com um total de 247.050 kW de potência associada. Na fase de construção, existem 15 empreendimentos eólicos com 124.230 kW, mas existem 86 novos empreendimentos outorgados perfazendo um total de 4.317.913 kW.

A energia eólica evoluiu de um caráter experimental, para geração de energia com fins comerciais, a partir de 2006, com as centrais eólicas: RN 15 – Rio do Fogo, Eólica água Doce, Parque Eólico de Osório e Parque Eólico Sangradouro.

Pode-se concluir a partir dos dados da Aneel, que a energia eólica apresenta uma tendência de alta ainda maior do que o “boom” verificado de 2006 para 2007. O Brasil reúne todas as condições para se tornar um dos maiores do mundo, dado o enorme potencial eólico existente, somado com os programas de incentivo do governo, como por exemplo, o PROINFA.

A região Nordeste, em particular, precisa captar mais investimentos para expandir a sua capacidade de geração, tendo em vista que, o Rio Grande do Sul concentra 150.000 KW de potência, muito acima de todos estados nordestinos somados.

Os estudos de viabilidade econômico-financeira são extremamente importantes, afinal, para captar investimentos é necessário apresentar os riscos inerentes ao projeto e apresentar garantias de retorno para os investidores. Por maior que seja a urgência em se

diversificar a matriz energética, para garantir a oferta de energia “ecologicamente correta”, se não houver uma análise prévia de sua viabilidade técnica seguida do estudo de viabilidade econômico-financeira, os novos empreendimentos eólicos terão muitas dificuldades para serem implantados.

Tabela 5 – Centrais Eólicas em operação no Brasil – situação em 2008.

Nome da Usina	Município - UF	Potência (kW)	Proprietário
Parque Eólico de Osório	Osório - RS	50.000	Ventos do Sul Energia S/A.
Parque Eólico Sangradouro	Osório - RS	50.000	Ventos do Sul Energia S/A.
Parque Eólico dos Índios	Osório - RS	50.000	Ventos do Sul Energia S/A.
RN 15 – Rio do Fogo	Rio do Fogo - RN	49.300	Energias Renováveis do Brasil S/A.
Millennium	Mataraca - PB	10.200	Millennium Central Geradora Eólica S/A.
Eólica de Prainha	Aquiraz - CE	10.000	Wobben Wind Power Indústria e Comércio Ltda.
Eólica Água Doce	Água Doce - SC	9.000	Central Nacional de Energia Eólica Ltda.
Eólica de Taíba	São Gonçalo do Amarante - CE	5.000	Wobben Wind Power Indústria e Comércio Ltda.
Parque Eólico do Horizonte	Água Doce - SC	4.800	Central Nacional de Energia Eólica.
Eólico – Elétrica de Palmas	Palmas - PR	2.500	Centrais Eólicas do Paraná Ltda.
Mucuripe	Fortaleza -CE	2.400	Wobben Wind Power Indústria e Comércio Ltda.
Macau	Macau - RN	1.800	Petróleo Brasileiro S/A.
Eólica – Elétrica Experimental do Morro do Camelinho	Gouveia - MG	1.000	Companhia Energética de Minas Gerais
Eólica de Bom Jardim	Bom Jardim da Serra - SC	600	Parque Eólico de Santa Catarina Ltda.
Eólica de Fernando de Noronha	Fernando de Noronha - PE	225	Centro Brasileiro de Energia Eólica - FADE/UFPE
Eólica Olinda	Olinda - PE	225	Centro Brasileiro de Energia Eólica - FADE/UFPE

Fonte: site da Aneel – www.aneel.gov.br

O maior objetivo desse capítulo foi traçar em linhas gerais as características da geração eólica e a importância de se conhecer o regime dos ventos de uma região, além de traçar um panorama de crescimento da eólica no mundo e no Brasil. Seria incoerente discorrer acerca da análise econômico-financeira, sem conhecer as particularidades da tecnologia eólica para a geração de energia e o seu impacto para com o meio ambiente. Pode-se que concluir que, caso um empreendimento não apresente viabilidade técnica, o mesmo não será objeto de uma análise econômico-financeira, essa análise será mostrada com maiores detalhes no capítulo a seguir.

4 A Análise da Viabilidade Econômico-financeira

Para viabilizar um projeto de geração de energia eólica, a análise econômico-financeira é tão importante quanto a análise do potencial eólico. Geralmente, a análise financeira inicia-se com estimativas para o fluxo de caixa do projeto, porque a perspectiva de um fluxo de caixa positivo implica em recursos para o investidor na forma de dividendos. O investidor sabe que o retorno do seu investimento depende fundamentalmente do bom desempenho do fluxo de caixa futuro do projeto.

Nesse trabalho, os fluxos de caixa foram discretizados de forma anual, todos os investimentos iniciais ocorreram no período zero e os demais, no início de cada período subsequente, considerando a perspectiva do investidor. De acordo com Cepel (2006), a perspectiva do investidor permite verificar se a estrutura de financiamento, adotada no projeto, será capaz de remunerar o capital dos acionistas no valor esperado. O fluxo de caixa está associado ao capital próprio, o Valor Presente Líquido (VPL), do projeto será obtido através do desconto do fluxo de caixa pelo custo de capital próprio⁸, que nesse trabalho, foi considerado 12%. O projeto será considerado viável, se a rentabilidade do mesmo for igual ou superior ao custo de capital próprio a ser investido no parque eólico.

A análise econômico-financeira de um projeto envolve diversas etapas, tais como: a previsão dos fluxos de caixa futuros esperados; a determinação da taxa de desconto (custo de oportunidade do capital), para descontar os fluxos de caixa futuros esperados; e finalmente, o cálculo dos índices determinísticos, que em síntese seriam: VPL (Valor Presente Líquido) do fluxo de caixa futuro esperado, TIR (Taxa Interna de Retorno), TEQ (Tarifa de Equilíbrio) e INVEQ (Investimento de Equilíbrio). Tais indicadores financeiros determinísticos serão explicados com mais detalhes, ao longo desse capítulo.

A razão de ser de um estudo de viabilidade econômico-financeira é demonstrar a capacidade de um determinado projeto para gerar fluxo de caixa, cobrindo seu custo geral de

⁸ De acordo com Abreu Filho (2003), o custo de capital próprio é a rentabilidade mínima exigida por parte do investidor para obter um retorno sobre o seu investimento.

capital e financiamento, tal como minimizar os riscos para o investidor e garantir o retorno do investimento.

Entretanto, no caso de um empreendimento eólico, dado o caráter sazonal do regime de ventos, se faz necessário lidar com as incertezas associadas ao projeto através da Simulação de Monte Carlo (SMC), que poderá estimar valores esperados dos indicadores financeiros.

Esse capítulo pretende mostrar detalhadamente a análise econômico-financeira, a partir da análise do fluxo de caixa do projeto, os parâmetros financeiros adotados e os critérios de análise (apresentação das vantagens e desvantagens do VPL e TIR).

4.1. Os fluxos de caixa do projeto eólico

De acordo com Gitman (2001), o fluxo de caixa é considerado a “espinha dorsal” de uma empresa, porque representa todas as entradas e saídas de recursos financeiros. No que diz respeito a análise de projeto, a rentabilidade do mesmo irá depender de seu fluxo de caixa futuro.

Nesse trabalho, o fluxo de caixa do projeto eólico foi discretizado de forma anual sob a perspectiva do investidor, o investimento inicial ocorre no período zero e todos os demais fluxos ao início de cada ano subsequente durante a vida útil (neste caso serão considerados 20 anos para projetos eólicos). De acordo com Cepel (2006), o fluxo de caixa calculado sob a perspectiva do investidor, permite verificar se o projeto a partir de uma determinada estrutura de financiamento irá remunerar o capital investido.

Um modelo de fluxo de caixa descontado avalia um determinado investimento a partir da capacidade de geração de fluxos de caixa futuros.

Resumidamente, de acordo com Bordeaux–Rego (2006), o fluxo de caixa descontado (FCD) é o método mais utilizado para a análise de investimentos, dependendo da projeção dos fluxos futuros e da determinação da taxa de desconto. Ainda segundo o autor, os fluxos de caixa são alocados há um instante no tempo, com capitalização ao final do período.

Um bom projeto apresentará um valor presente do fluxo de caixa de entradas maior que o valor presente do fluxo de saídas, ou seja, FCDs positivos indicam um projeto capaz de

gerar retorno ao capital investido. Pode-se concluir que, o fluxo de caixa descontado é um método de avaliação de projetos que incorpora parâmetros como investimento e risco.

Segue, abaixo, um quadro com a composição dos fluxos de caixa do projeto eólico ao longo de sua vida útil – 20 anos:

Tabela 6 – Itens de composição dos fluxos de caixa do projeto

Item	Descrição
Entradas	
1	Receita direta operacional bruta e outras receitas operacionais
2	Receitas indiretas
Saídas	
3	Investimento
4	Despesas operacionais
4.1	- PIS (Programa de Integração Social)
4.2	- COFINS (Contribuição para Financiamento da Seguridade Social)
4.3	- CPMF (Contribuição Provisória sobre Movimentação Financeira)
4.4	- TFSEE (Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica)
5	Custos operacionais
5.1	- Custos fixos de O&M (Operação e Manutenção)
5.2	- Custos variáveis de O&M (Operação e Manutenção)
5.3	- Seguro
5.4	- Encargo na Transmissão
5.5	- Aluguel do Terreno
6	Despesas financeiras
6.1	- Juros sobre o capital de terceiros
6.2	- Juros durante a construção
7	CSLL (Contribuição Social sobre Lucro Líquido)
8	Provisão para imposto de renda
9	Amortização do financiamento
Fluxos de caixa:	
10	Entradas - Saídas

Fonte: Elaboração própria

4.1.1 Receita direta Operacional Bruta

De acordo com Guimarães (2005), a receita operacional bruta compreende as receitas que estão relacionadas com o objetivo social do empreendimento. A receita de um empreendimento eólico irá se concretizar a partir da venda da energia elétrica, seja em longo prazo através de contratos bilaterais ou no mercado *spot*.

A receita operacional bruta incorpora, para fins de contabilização, os impostos incidentes sobre o faturamento (PIS, COFINS e CPMF). A receita líquida é a receita bruta menos as deduções e os impostos diretos.

4.1.2 Receitas Indiretas

Correspondem as receitas indiretas: a receita financeira de aplicação do caixa e a recuperação do capital de giro. O saldo do capital de giro é adicionado aos valores de entrada do fluxo de caixa ao final do período de estudo, após o desconto das devidas tributações.

4.1.3 Investimento

Para realizar uma avaliação de projetos é necessário estimar o montante total a ser investido no empreendimento, no caso de um parque eólico existem os gastos com a aquisição dos aerogeradores, por exemplo. Nesse trabalho foi considerado um investimento inicial em torno de R\$ 357 milhões de reais com a aquisição de 125 aerogeradores, para um parque eólico de 100MW de potência total.

4.1.4 Despesas Operacionais

No desenvolvimento dos fluxos de caixa, para cálculo das deduções da receita operacional bruta, seguem os impostos, as taxas e as contribuições consideradas:

- Programa de Integração Social (PIS) – foi instituído pela Lei Complementar nº 7 de 1970, atualmente a alíquota do PIS é de 1,65%, em conformidade com a Lei nº 10.637/2002. A base de cálculo do PIS é a receita bruta.

- Contribuição para Financiamento da Seguridade Social (COFINS) – foi instituída pela Lei Complementar nº 70 de 30 de dezembro de 1991. A alíquota da COFINS é de 7,6%, de acordo com a Lei nº 10.833/2003.
- Contribuição Provisória sobre Movimentação Financeira (CPMF) – quando foi aprovada em 1993, tinha a denominação de IPMF (Imposto Provisório sobre Movimentação Financeira), com alíquota de 0,25% na época, atualmente, a alíquota é de 0,38% em conformidade com a Lei nº 9.311/1996. O governo federal estabeleceu o fim da CPMF em 2008, o estudo de caso foi realizado em 2007, quando o referido imposto ainda existia. Entretanto, a CPMF não foi considerada para os anos posteriores da projeção dos fluxos de caixa futuros, de acordo com a legislação vigente.
- Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica (TFSEE) - foi criada pela Lei nº 9.427/1996, para constituir a receita da ANEEL para a cobertura das suas despesas administrativas e operacionais. Em seguida, o Decreto nº 2.410/1997, estabeleceu que a TFSEE fosse anual. A TFSEE corresponde a uma taxa de 0,5% sobre o benefício econômico, em conformidade com o Despacho Aneel nº141 de 24 de janeiro de 2007. De acordo com o 3º parágrafo do referido Despacho, o valor do benefício econômico típico anual, aplicável para a determinação da TFSEE para o ano de 2007, fica fixado em R\$289,22 por kW instalado.

4.1.5 Custos Operacionais

Os custos operacionais ocorrem durante toda a vida útil do projeto (20 anos) e subdividem-se em custos fixos e variáveis. De acordo com Cepel (2006), o custo de Operação e Manutenção (O&M), é considerado em uma parcela fixa e outra variável. A parcela de O&M fixo é dada em MMR\$/ano, já a parcela variável é dada pelo produto da geração efetiva da usina (MW médio) pelo seu custo variável em R\$/MWh.

Existe também o custo fixo devido aos encargos de transmissão (cujo valor é definido nos termos da Resolução Normativa Aneel nº 497/2007), que o *software* Anafin calcula a partir do produto da potência instalada da usina pelo valor do referido encargo, que é dado em R\$/KW ano. No que se refere a empreendimentos eólicos, existe um subsídio de

50% no valor do encargo de transmissão, em conformidade com a Resolução Normativa da ANEEL nº 77 de 18 de agosto de 2004. O seguro, por sua vez, é considerado como uma parcela fixa anual.

Também existem as depreciações lineares, referentes ao total do investimento em ativos fixos, por um período de 20 anos a uma taxa anual de depreciação de 5%, de acordo com a resolução ANEEL nº 44, de 17 de março de 1999.

Por último, o aluguel do terreno é considerado como um custo fixo anual em MMR\$, no caso dos empreendimentos eólicos.

4.1.6 Despesas Financeiras

De acordo com Guimarães (2005), as despesas financeiras consistem as remunerações aos capitais de terceiros, sob a forma de juros incorridos nos financiamentos obtidos. Os juros são dedutíveis do imposto de renda e da contribuição social sobre o lucro líquido.

A taxa de abertura também é uma despesa financeira, sendo definida como o custo para o levantamento do empréstimo, foi considerado, nesse trabalho, uma taxa de 0,5 % ao ano sobre o montante financiado.

De acordo com Cepel (2006), também existe a taxa de administração, que como o próprio nome indica, é um custo de administração do empréstimo cobrado pelo financiador, sendo considerado como um aumento da taxa de juros do empréstimo captado. Uma particularidade dessa taxa, é que a mesma poderá ser paga em qualquer período, tal como não poderá ser diferida para minimizar a base tributária. Nesse trabalho, foi considerada uma taxa de administração de 1% ao ano.

4.1.7 Contribuição Social sobre Lucro Líquido

A alíquota da Contribuição Social sobre Lucro Líquido – CSLL de 9% irá incidir sobre o lucro líquido do empreendimento eólico para o período de estudo no ano de 2007.

Atualmente, de acordo com matéria divulgada pelo globo *on-line*, em 07.01.2008, a alíquota sofreu um aumento de 9% para 15%, reajuste justificado pelo fim da CPMF.

4.1.8 Provisão para imposto de renda

A base para cálculo da provisão do imposto de renda (IR), utilizada para o empreendimento eólico, foi o total do lucro real apurado. A forma de tributação sobre o lucro real é regida pelos artigos 246 a 515 do Regulamento do Imposto de Renda (Decreto nº 3.000, de 26 de março de 1999).

4.1.9 Amortização do financiamento

A amortização refere-se ao pagamento do principal de financiamentos contraídos no mercado financeiro, especificamente nesse trabalho, o Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico Social (BNDES). No estudo de caso, foi adotado o Sistema de Amortização Constante (SAC), com amortizações periódicas, constantes, sucessivas e decrescentes em progressão aritmética (PA) de uma dívida, onde a prestação incorpora valores de principal mais encargos moratórios.

4.1.10 Fluxo de Caixa sob a perspectiva do Investidor

Pode-se afirmar que a base para a avaliação financeira de qualquer projeto é a análise do fluxo de caixa, focalizando as entradas e saídas do projeto. O fluxo de caixa analisado sob a perspectiva do investidor, permitirá verificar se o projeto, considerando uma determinada estrutura de financiamento, será capaz de remunerar o capital dos acionistas. O fluxo de caixa é calculado considerando os efeitos do financiamento, associado ao capital próprio.

O Valor Presente Líquido (VPL) do projeto, sob a perspectiva do investidor, é obtido mediante o desconto do fluxo de caixa pelo custo de capital próprio. De acordo com Cepel (2006), as análises de viabilidade realizadas sob essa perspectiva, recebem a denominação de Análise de Viabilidade Econômico-financeira do projeto. Um projeto será considerado viável sob o prisma econômico-financeiro, se a rentabilidade do mesmo for igual ou superior ao custo de capital próprio a ser investido no empreendimento eólico. No estudo de caso foi considerado um custo de capital próprio de 12% ao ano.

Pode-se entender que os investidores possuem a expectativa de que no mínimo, o projeto remunere o capital investido, ou seja, a rentabilidade do projeto seja pelo menos igual ao custo de capital próprio.

Resumidamente, poder-se-ia calcular o fluxo de caixa do empreendimento dessa forma: $\text{fluxo de caixa} = \text{fluxo de caixa das operações} + \text{entradas de caixa} - \text{saídas de caixa}$.

4.2. Critérios da Análise Determinística

A análise determinística pressupõe o cálculo dos indicadores financeiros que auxiliam o investidor para a sua tomada de decisão, em síntese seriam: o Valor Presente Líquido (VPL), a Taxa Interna de Retorno (TIR) e a Tarifa de Equilíbrio (TEQ). Esses critérios de análise determinística serão descritos abaixo com maior detalhamento.

O VPL pode ser definido como sendo a diferença entre os fluxos de entrada e saída de recursos de um projeto em sua data inicial, descontando todos os valores futuros do fluxo de caixa pela taxa de juros, que mede o custo de capital. De acordo com Bordeaux – Rêgo (2006), o VPL realiza uma comparação do investimento realizado com o valor presente dos fluxos de caixa gerados pelo projeto. Ainda segundo o autor, se o VPL for positivo, significa que na data inicial do projeto, o valor presente de todos os futuros fluxos de caixa, descontados a uma determinada taxa, será maior que todo o capital investido.

Em resumo, se o VPL for maior que zero o projeto deve ser aceito, caso o mesmo seja igual a zero, será indiferente aceitá-lo ou não. Entretanto, caso o projeto apresente valores de VPL menores do que zero, o mesmo deverá ser rejeitado. Um VPL positivo indica que o capital investido será totalmente recuperado com base no seu custo de capital, além disso,

indica que na data inicial, o projeto irá gerar lucro de forma a garantir ao investidor uma rentabilidade superior ao custo de oportunidade do seu capital.

De acordo com Ferreira (2000), o método do VPL apresenta algumas vantagens, dentre as quais podem ser destacadas: considera o valor do dinheiro no tempo, pode ser aplicado a fluxos de caixa com mais de uma variação de sinal e possui uma facilidade de entendimento. Ainda segundo o autor, o método do VPL apresenta a desvantagem de que, comparando projetos com vidas úteis distintas, estes deverão ser igualados a uma vida útil comum, mediante o emprego do mínimo múltiplo comum (m.m.c) entre as vidas úteis, gerando mais cálculos operacionais.

De acordo com Ferreira (2000), o VPL é um método que realiza a soma (na data inicial) dos saldos entre receitas (R_t) e custos (C_t) nos períodos do fluxo de caixa, incluindo o investimento e valor residual, descontados, dentro do tempo de estudo (n) a uma “taxa mínima de atratividade ou custo de capital (i)”, conforme a equação (4.1).

$$VPL = \sum_{t=0}^n \frac{R_t - C_t}{(1+i)^t} \quad (4.1)$$

A Taxa Interna de Retorno (TIR) é a taxa de desconto que torna nulo o VPL do projeto, igualando em determinado momento as receitas (R_t) e os custos (C_t) previstos no caixa. A TIR representa o maior custo de oportunidade do capital que o projeto pode suportar. De acordo com Ferreira (2000), a TIR é a medida de lucratividade do projeto que satisfaz a equação (4.2).

$$\sum_{t=0}^n \frac{R_t - C_t}{(1+TIR)^t} = 0 \quad (4.2)$$

De acordo com Ferreira (2000), o método da TIR apresenta algumas vantagens: o fato de ser expressa em termos percentuais, sendo assim de fácil assimilação; representa a taxa de lucratividade do projeto analisado e pode ser aplicada na comparação de projetos com vidas úteis distintas. Ainda segundo o autor, o método da TIR apresenta a desvantagem de que o resultado não será consistente em análises, cujo fluxo de caixa possui várias trocas de sinais.

É importante salientar que, na análise conjunta de diferentes projetos, aquele que apresentar maior TIR, não significa necessariamente que tem o maior VPL, havendo a

necessidade de se realizar uma análise incremental. Além disso, nos projetos em que o fluxo de caixa muda de sinal mais de uma vez, poderá ocorrer múltiplos valores de TIR ou até mesmo não haver nenhuma TIR.

Em resumo, o critério da Taxa Interna de Retorno (TIR), estabelece que o projeto deve ser aceito quando o valor da TIR for maior do que o valor do custo de capital ou taxa mínima de atratividade, $TIR > i$. Quando o valor da mesma for igual à taxa mínima de atratividade (i), será indiferente aceitar ou não o projeto, entretanto, quando a TIR for menor que o valor do custo de capital ou taxa mínima de atratividade (i), o projeto deve ser rejeitado.

A Tarifa de Equilíbrio (TEQ) pode ser definida como o valor mínimo de tarifa capaz de remunerar o capital dos agentes participantes do projeto. A TEQ representa um parâmetro importante para as negociações tarifárias e um fator de competitividade para os empreendimentos eólicos.

De acordo com Cepel (2006), o Investimento de Equilíbrio (INVEQ) é o valor do investimento total que faz com que o FCD (Fluxo de Caixa Descontado) pelo custo de capital gere um VPL nulo. Pode-se entender que o INVEQ corresponde ao valor máximo de investimento, capaz de remunerar o capital dos agentes do projeto nos valores previamente definidos.

4.3. Critérios da Análise de Risco

De acordo com Sales (2004), 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, possibilitando o cálculo dos indicadores determinísticos. Entretanto, esses indicadores não podem ser previstos com exatidão, daí a importância de considerar uma abordagem que envolva o risco associado ao retorno econômico-financeiro de um projeto.

O risco, nesse contexto, deve ser entendido como sendo a probabilidade de que o retorno de um determinado projeto seja menor que o esperado. A análise de risco envolvendo projetos é necessária quanto mais longo for o período de estudo considerado, como por exemplo, um projeto eólico que possui 20 anos de vida útil. Apesar da duração do horizonte de tempo considerado, um projeto eólico também está associado ao que se

denomina risco eólico. O risco eólico está associado ao caráter aleatório do regime de ventos, assunto já comentado nesse trabalho em capítulo anterior.

De acordo com Cepel (2006), a razão de ser da análise do risco eólico está em verificar o impacto da aleatoriedade do vento no fluxo de caixa do projeto. O caráter estocástico da velocidade do vento é uma das dificuldades encontradas na análise de viabilidade. Por isso, é necessária a geração de séries sintéticas de velocidade de vento, diferentes da série histórica (que são dados passados diários de velocidade de ventos medidos por anemômetros), embora possíveis. A geração das séries sintéticas de velocidade de vento diárias será realizada a partir da série histórica de 01 ano dos ventos de Itaparica, mediante a aplicação do método de simulação de Monte Carlo (SMC).

De forma objetiva, a abordagem do risco e incertezas inerentes a um projeto de geração de energia eólica, será tratada mediante a aplicação de três métodos, que são: a análise de sensibilidade, a análise de cenários e a simulação de Monte Carlo (SMC).

4.3.1. Análise de Sensibilidade

A análise de sensibilidade consiste na verificação do impacto de variações nos valores de uma determinada variável sobre os indicadores financeiros determinísticos do projeto, determinando os parâmetros aos quais tais indicadores seriam mais sensíveis.

De acordo com Laponi (2000), a análise de sensibilidade é um procedimento que mostra quanto o VPL mudará devido às variações de uma estimativa do projeto. Assim sendo, mudanças nas principais estimativas referentes ao investimento, poderão gerar alterações no valor do VPL do projeto, que podem reverter uma decisão.

No próximo capítulo desse trabalho, serão evidenciadas as análises de sensibilidades do Valor Presente Líquido (VPL), da Taxa Interna de Retorno (TIR) e da Tarifa de Equilíbrio (TEQ), com relação a mudanças em diversos parâmetros do projeto, tais como: a tarifa de energia (MWh), o custo de capital próprio (% a.a) e a participação de capital de terceiros (%).

4.3.2. Análise de Cenários

Com a Análise de Cenários, será possível variar simultaneamente mais de um parâmetro do projeto, gerando novos cenários. De acordo com Cepel (2006), o procedimento padrão consiste na análise de três cenários, que são: cenário base (este seria o mais provável de ocorrer, porque são utilizados os valores mais representativos da estimativa); cenário otimista e cenário pessimista. No cenário otimista, os parâmetros de interesse do cenário base são majorados, enquanto que no cenário pessimista tais parâmetros são reduzidos com relação ao cenário base.

O estudo de caso, realizado nesse trabalho, contempla cenários gerados a partir de variações na tarifa de energia, na taxa de câmbio e nos custos de instalação. Os resultados obtidos pela variação desses parâmetros serão demonstrados graficamente no próximo capítulo desse trabalho.

4.3.3. Técnicas Probabilísticas e a Simulação de Monte Carlo

Para um estudo mais consistente do risco, se faz necessário a aplicação de técnicas probabilísticas, propiciando o emprego do desvio padrão, dos coeficientes de variação, dos percentis dos VPL's e a probabilidade de ocorrência de VPL's negativos, para cada um dos casos simulados.

De acordo com Lapponi (2000), o desvio padrão é uma medida de dispersão que corresponde à raiz quadrada da variância dos dados observados, calculada pela equação (4.3).

$$S_x = \sqrt{\frac{1}{n-1} \sum_{i=1}^n (X_i - \bar{X})^2} \quad (4.3)$$

Onde:

S_x = desvio padrão da amostra

X_i = variável com n valores

\bar{X} = média da variável X_i , e

n = número de observações

O coeficiente da variação pode ser entendido como sendo a relação entre o desvio padrão da variável e sua média. Ao se comparar variáveis, aquela de menor coeficiente de variação, significa que apresenta o menor grau de dispersão ou variabilidade.

De acordo com Bittencourt (2005), o percentil define o menor valor de um conjunto de “ n ” valores de uma variável, ordenados de forma crescente, como 0% e o do maior valor como 100%. Considerando, por exemplo, que o percentil de um determinado valor de VPL seja 5%, isto significa que esse valor é maior que os primeiros 5% dos outros valores de VPLs ordenados de forma crescente e inferior aos 95% dos valores restantes.

Também como uma medida de risco na análise de um projeto, existe a probabilidade de se ter VPL negativo, dentro do conjunto de valores simulados.

Diante do exposto, pode-se afirmar que diversas técnicas estatísticas podem ser aplicadas para medir o risco, dentre elas destaca-se o cálculo dos valores esperados dos indicadores financeiros como, por exemplo, o VPL. Segue abaixo a equação do valor esperado de um indicador financeiro, $E(I)$ será dado pela equação (4.4).

$$E(I) = \sum I(x)P(x) \quad (4.4)$$

onde $x \in X$

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.

Entretanto, o cálculo de estatísticas pode ser feito mediante o emprego de técnicas analíticas ou de forma mais consistente, pela aplicação do método de Simulação de Monte Carlo (SMC). Para tornar o problema possível de ser tratado de forma analítica, são comumente empregadas hipóteses simplificadoras que poderão inviabilizar a aplicabilidade dessas técnicas analíticas. Para se obter uma análise de risco mais consistente o SMC é mais indicado.

A Simulação de Monte Carlo é uma técnica estatística de simulação sofisticada, mas que por esse mesmo motivo, demanda esforço computacional. De acordo com Jorion (2003), o método SMC consiste em simular vários cenários a partir do processo estocástico (que gera os dados) para a variável aleatória de interesse, que no caso específico desse trabalho, seria a velocidade do vento.

Em síntese, a aplicação do método da Simulação de Monte Carlo consiste em estimar valores esperados para os indicadores financeiros determinísticos, tais como o VPL e a TIR. De acordo com Cepel (2006), uma vez selecionadas as variáveis importantes para a modelagem estocástica, são sorteados valores para cada uma dessas variáveis, baseados nas suas distribuições de probabilidade conjuntas.

Este conjunto de valores amostrados constitui um cenário aleatório e a partir deste, serão obtidos indicadores financeiros condicionados a esse cenário. Novos cenários aleatórios são amostrados até que se obtenham estimativas precisas. Ao final desse processo, é possível calcular os valores esperados dos indicadores financeiros, assim como os intervalos de confiança associados.

Existe um detalhe importante para a aplicação da SMC, que se refere ao tamanho da amostra, intuitivamente, quanto maior for o tamanho da amostra, maior será a precisão do referido método. Em geral, é razoável um tamanho de amostra que leve a um coeficiente de variação menor ou igual a 5%. Um outro detalhe bastante pertinente na análise probabilística refere-se ao intervalo de confiança do estimador, que irá fornecer tanto uma indicação do valor numérico deste estimador, tal como uma medida da sua confiabilidade. Para o cálculo do intervalo de confiança do estimador, o Anafin considera que a distribuição amostral é Gaussiana⁹ e que o nível de confiança desejado para o intervalo seja igual a 95%.

O fluxograma mostrado na Figura 8 resume as análises determinísticas e de risco, dado o caráter aleatório dos ventos, para a avaliação econômico-financeira do estudo de caso do projeto eólico hipotético, que será mostrado no próximo capítulo.

⁹ Pelo teorema do limite central, uma distribuição é Gaussiana quando existe um número grande de variáveis aleatórias independentes. Hoffman (1980).

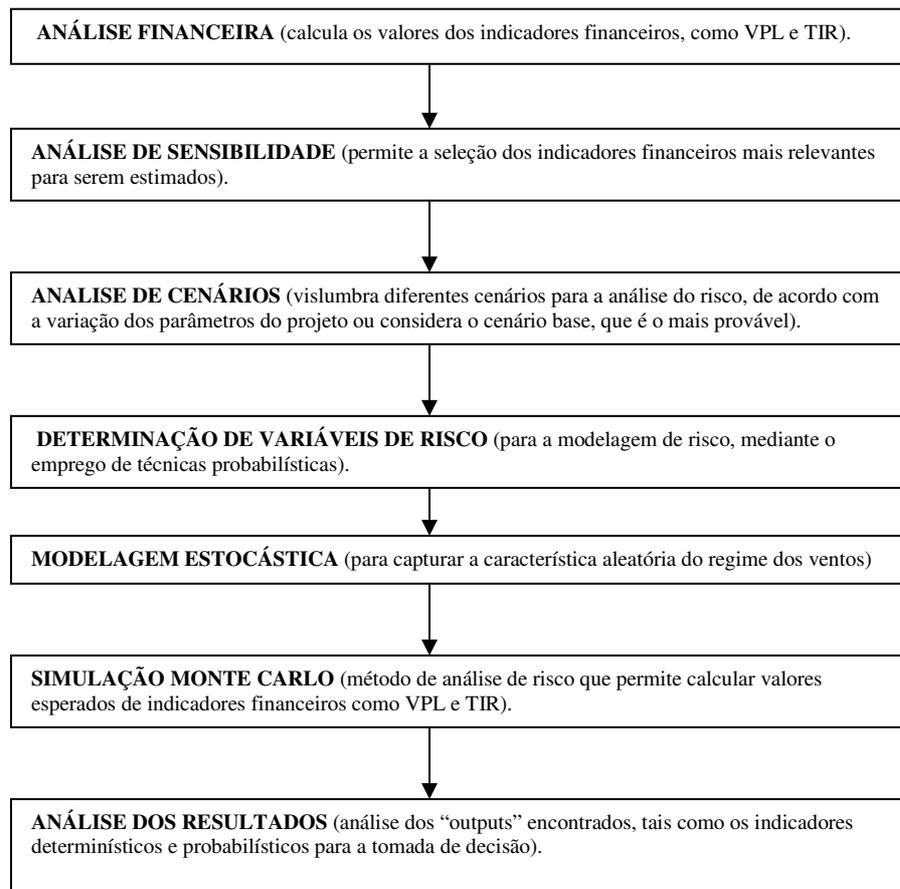


Figura 8 – Fluxograma da análise de risco do projeto de geração de Energia Eólica.

Fonte: Adaptado de Cepel (2006)

5 Análise da Viabilidade Econômico-financeira do Projeto Eólico Hipotético

Nesse capítulo, é apresentado o estudo de caso do trabalho, que consiste na análise de viabilidade econômico-financeira de um projeto hipotético de geração eólica, considerando os dados de velocidade de vento localizados em Itaparica.

O estudo de viabilidade partiu da análise determinística, considerando os parâmetros financeiros e os dados técnicos do projeto para os cálculos dos indicadores financeiros determinísticos, tais como o Valor Presente Líquido (VPL), a Taxa Interna de retorno (TIR), a Tarifa de Equilíbrio (TEQ) e o Investimento de Equilíbrio (INVEQ).

Também foram considerados para o estudo de caso, dados reais de velocidade de ventos, coletados em Itaparica pelo “*Data Logger*”¹⁰, num horizonte de tempo de um ano, suficiente para capturar as características da série histórica. A partir da série histórica de Itaparica, foram geradas 2.000 novas séries sintéticas pela aplicação da Simulação de Monte Carlo, possibilitando a análise de risco do investimento.

O presente capítulo contempla as considerações gerais do projeto (detalhes acerca da localização, dos dados de vento, clima, rugosidade, etc), a apresentação dos parâmetros técnicos e financeiros, utilizados no estudo de caso, assim como a análise do risco eólico.

A metodologia, empregada no estudo, foi a inserção de todos os dados coletados, (através de visitas em departamentos de engenharia, pesquisas em literatura técnica existente e pesquisa com fabricantes de aerogeradores), no “*software*” Anafin versão 3.6, para a modelagem dos dados e geração dos resultados (“*outputs*”) determinísticos e probabilísticos.

Os dados coletados se referem aos dados financeiros e técnicos do projeto eólico, tais como: a potência total (MW) do parque eólico, o fator de disponibilidade (%), o fator de capacidade (calculado pelo “*software Windpro*”), o rendimento do parque eólico (também calculado mediante o emprego do “*Windpro*”), as perdas na transmissão (%) e o preço da energia contratada (pesquisada na literatura existente).

Os dados financeiros do projeto foram coletados através da análise de trabalhos técnicos na área e pesquisa junto a fabricantes de aerogeradores, esses dados seriam divididos

¹⁰ O “*Data Logger*” é um anemômetro que permite a leitura dos ventos de 10 em 10 minutos.

em: dados iniciais do projeto, o período de estudo adotado¹¹; as despesas (O&M, fiscalização, encargo de transmissão e aluguel do terreno); os impostos (PIS, COFINS, CPMF e Contribuição Social), a forma de captação de recursos e as condições de financiamento do projeto (que contempla dentre outras coisas, o prazo e o sistema de amortização do empréstimo).

A maior dificuldade encontrada na realização do estudo de caso, foi em relação à obtenção dos dados técnicos para a aplicação no “*software*” Anafin. As informações relativas aos custos dos aerogeradores, por exemplo, são consideradas sigilosas pelos fabricantes. Por esse motivo, no que se refere aos custos envolvidos no projeto, alguns dados foram estimados e outros foram utilizados tomando como base alguns trabalhos publicados na área.

Entretanto, para a análise do risco eólico, foram utilizados dados reais de velocidade de vento (medidos na região de Itaparica), fornecendo resultados mais confiáveis e consistentes.

É importante ressaltar que, a utilização do “*software Windpro*”, teve como único propósito, calcular o fator de capacidade e o rendimento eólico, fornecendo valores reais e não estimados, para o emprego do Anafin versão 3.6.

Em síntese, o estudo de caso irá tratar de um estudo de viabilidade econômico-financeira de um projeto hipotético a partir de dados reais de velocidade de vento, medidos em Itaparica, com aplicação dos “*inputs*” (parâmetros técnicos e financeiros, apresentados a seguir na tabela 6) no “*software*” Anafin versão 3.6, gerando os “*outputs*” determinísticos e probabilísticos para a tomada de decisão, sob a perspectiva do investidor.

De acordo com Cepel (2006), os principais “*outputs*” da análise do risco eólico, fornecidos pelo Anafin são: o valor esperado de VPL (corresponde ao valor médio dos VPLs calculados, associados ao caráter aleatório da velocidade do vento); o desvio padrão dos VPLs (mede a dispersão do Valor Presente Líquido); a probabilidade de VPLs menores do que zero (é o percentual de resultados onde o Valor Presente Líquido é negativo) e o coeficiente de variação estimado (sinaliza a precisão do tamanho da amostra para o cálculo do estimador, sendo aceitável um coeficiente igual ou menor que 5%).

Esse capítulo tem como objetivo descrever com detalhes a análise determinística consubstanciada com o risco eólico (focado pela análise probabilística), fornecendo as referências e resultados encontrados no estudo da viabilidade econômico-financeira do projeto eólico hipotético, localizado em Itaparica – Bahia.

¹¹ O período de estudo adotado foi de 20 anos (vida útil dos aerogeradores), nesse período serão calculados os indicadores de viabilidade financeira do projeto.

5.1. Considerações Gerais

O projeto hipotético contempla um total de 125 aerogeradores que constituem o parque eólico de 100 MW de potência total. Os aerogeradores são do fabricante “Enercon”, o modelo escolhido foi o E-48 (48m de diâmetro de rotor e 800 KW de potência por cada máquina). É importante ressaltar, que se faz necessário especificar o fabricante e o modelo do aerogerador, porque a curva de potência é específica para o determinado tipo de máquina escolhido.

De acordo com o “site” da “Enercon”, os aerogeradores “Wobben/Enercon” E-48 possuem compatibilidade total comprovada no Brasil com as redes das concessionárias, onde os aerogeradores estão interligados, sem gerar perturbações nessas redes. O material utilizado nas 03 pás¹² do aerogerador é o “Epoxy”¹³ (reforçado com fibra de vidro), com proteção total contra descargas atmosféricas. Além disso, os aerogeradores também atendem aos índices de nacionalização exigidos no PROINFA.

Seguem abaixo os dados pesquisados junto ao “site” do fabricante “Wobben/Enercon”:

- D = 48 m de diâmetro de rotor;
- A= 1.810 m² de área varrida pelas pás (modelo com total de 3 pás por aerogerador);
- Pot = 800 KW (potência nominal);
- C_P = coeficiente de potência, varia de acordo com a curva de potência da turbina (a curva de potência do aerogerador E-48 está demonstrada na Figura 6);
- H = 63 m (altura do eixo do rotor).

A escolha do tipo de aerogerador é muito importante para o sucesso do empreendimento, pois a performance da turbina eólica irá depender do diâmetro do rotor (que varia de acordo com o modelo escolhido) e a velocidade do vento da região considerada.

A região considerada para o estudo de caso foi Itaparica, localizada no estado da Bahia, com temperatura média local de 23,2°C e densidade do ar de 1,136 kg/m³ (correspondente a temperatura). De acordo com o Atlas Climatológico do Estado da Bahia,

¹² Pá é um elemento do rotor com forma aerodinâmica que produz forças para mover o rotor e produzir potência.

¹³ Epóxi é uma resina de poliéster, atualmente é o tipo de material mais utilizado.

Itaparica caracteriza-se por temperaturas médias que variam entre 23° e 25°C, principalmente em função da altitude.

De acordo com a Figura 5, Itaparica apresenta um comprimento de rugosidade de 0,03m (Z_0), por ser uma planície com árvores, de acordo com o Atlas da região. A Figura 9 mostra uma visão aérea da região de Itaparica.

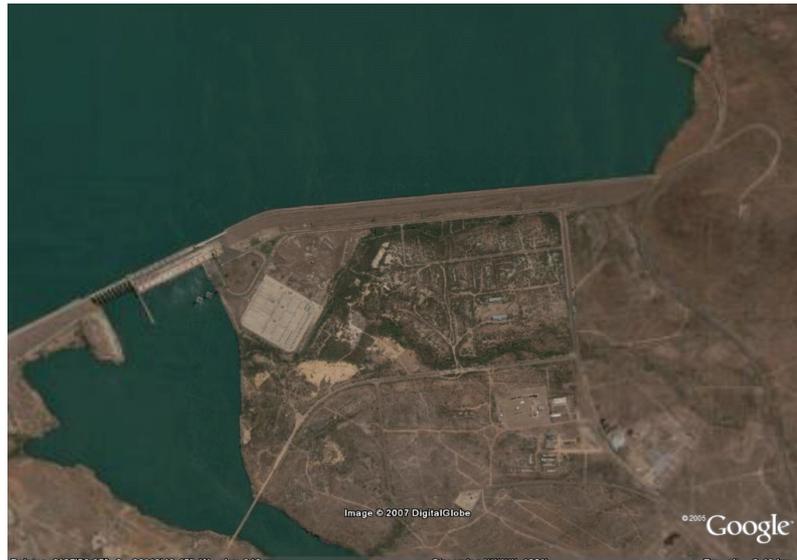


Figura 9 – Região de Itaparica.

Fonte: Google

A região apresenta uma média de 7,6 m/s de velocidade de vento, a partir da série histórica de um ano (dados diários coletados pelo “*Data Logger*” de 13/07/1999 até 13/07/2000). O conhecimento da velocidade média do vento é importante para avaliar o potencial eólico da região e estimar a energia gerada. Em Itaparica, a exemplo do litoral do Nordeste, as velocidades médias de vento são geralmente altas e com pouca variação nas direções.

A série histórica de Itaparica foi medida pelo “*Data Logger*” com intervalos de 10 em 10 minutos, sendo necessário o cálculo das médias diárias para a aplicação no Anafin (que considera apenas dados diários de velocidade de vento).

É importante salientar que, a fórmula da aproximação logarítmica (demonstrada na equação 3.2 do terceiro capítulo), para o cálculo do fator de conversão para a série, foi aplicada nesse estudo de caso pelo próprio “*software*”, que realiza a correção da série, devido as diferenças entre a altura de referência da medição e a altura do eixo do rotor, sem necessitar de cálculos analíticos. Resumidamente, para o cálculo do fluxo de caixa do projeto

eólico hipotético de Itaparica, foram considerados os seguintes parâmetros, conforme mostra a tabela abaixo:

Tabela 7 – Parâmetros utilizados no estudo de caso

PARÂMETROS	UNIDADE	VALOR
Dados Iniciais		
- Ano inicial do Investimento	-	2007
- Vida útil do Projeto	Anos	20
- Período de estudo	Anos	20
- Número de Aerogeradores	-	125
- Investimento total	Milhões R\$	357,920
- Taxa de Câmbio	R\$ / US\$	1,79
- Custo de capital próprio	% a.a	12,00
Dados Técnicos		
- Potência Total	MW	100,00
- Perdas na Transmissão	%	2
- Fator de Disponibilidade	%	95,00
- Preço da Energia Contratada	R\$/MWh	212,00
- Fator de Capacidade (*)	%	31,40
- Eficiência do parque eólico (*)	%	86,80
Despesas		
- O&M Variável	R\$/MWh	16,200
- O&M Fixo	Milhões R\$ / ano	1,440
- Aluguel do Terreno	Milhões R\$ / ano	1,0
- Fiscalização	% a.a	0,50
- Benefício Econômico	R\$/KW.ano	289,22
- Seguros	Milhões R\$ / ano	0,40
- Encargos de Transmissão	R\$/KW.ano	35,65
Taxas / Impostos		
- PIS	%	1,65
- COFINS	%	7,60
- CPMF	%	0,38
- Contribuição Social	%	9,00

(*) Dados calculados mediante o emprego do Windpro

Fonte: Elaboração própria

Para o cálculo do investimento, dada a dificuldade de se obter junto ao fabricante, informações atuais acerca dos custos, foi estimado um custo por aerogerador¹⁴ de US\$ 2.000,00/KW instalado.

A Tabela 8 mostra uma faixa dos valores de diversas fontes alternativas de energia no que se refere ao custo / KW instalado e a faixas percentuais para o fator de capacidade.

Foi estimado e aplicado nesse trabalho um custo de instalação de US\$ 2.000,00/ KW instalado, considerando uma taxa de câmbio de 1,7896 (consulta pelo *site* do BACEN em 26.10.2007).

¹⁴ De acordo com o “*site*” da “*Canadian Renewable Energy Network*”, os custos dos aerogeradores estão entre US\$ 1.500, 00 à US\$ 3.000, 00 por KW instalado.

Tabela 8 – Faixa de valores de custo e fator de capacidade

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 (**)

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

** Valor previsto

Fonte Agência Internacional de Energia (AIE) in Sales (2004).

O parque eólico hipotético de Itaparica apresenta 100.000 kW de potência instalada (125 aerogeradores x 800 kW de potência nominal = 100.000 kW de potência total), apresentando um investimento na ordem de R\$ 357.920.000,00. O referido valor foi obtido multiplicando-se o total de potência instalada pelo custo / kW instalado a taxa de câmbio vigente na época (US\$ 2.000,00 x 1,7896 x 100.000 = R\$ 357.920.000,00).

Em relação aos dados técnicos utilizados, foi considerado o percentual de 2% de perdas na Transmissão (dado fornecido pela Divisão de Estudos e Planejamento de Expansão de Transmissão – DEPT/ CHESF em 2007).

O Valor Econômico relativo à Tecnologia Específica da Fonte de Energia está fixado por meio de Portaria do MME nº 45/2004 e reajustado, até a data de assinatura do contrato, pelo Índice Geral de Preços do Mercado – IGPM/FGV (calculado mensalmente pela Fundação Getúlio Vargas). Para a geração eólica os valores econômicos ficam em torno de R\$ 220,00 para as usinas do Nordeste e R\$ 230,00 para as do Sul (em matéria divulgada pelo jornal Correio do Povo em 13.01.2006, o preço combinado entre a Eletrobras e a Ventos do Sul foi de R\$ 231,00 por MWh).

Nesse trabalho, foi adotada a premissa de que o preço da energia eólica contratada, seria de R\$ 212,00/MWh, que está dentro do intervalo da consulta pública da Aneel feita em 2007 (com valores entre os patamares de R\$ 204,35/ MWh a R\$ 231,00 /MWh para a geração eólica).

De acordo com Bittencourt (2000), o fator de disponibilidade e os gastos de O&M variável e fixo, para uma usina eólica com potência total instalada de 50 MW, foram respectivamente: 95%, R\$ 16,20 / MWh e R\$ 0,72 milhões. Foram adotadas para o estudo de caso, tendo como referência o trabalho acima citado, as seguintes premissas: fator de disponibilidade de 95%, gasto com O&M variável de R\$ 16,20 / MWh e gasto com O&M fixo de R\$ 1,44 milhões (considerando a potência total instalada de 100MW).

A estrutura de capital do empreendimento é constituída por 80% de capital de terceiros (o BNDES financia até o limite máximo de 80%) e 20% de capital próprio. A estrutura de capital descreve a relação entre o passivo e o patrimônio líquido. Os investidores em ativos (patrimônio líquido), normalmente desejam obter empréstimos a fim de reduzir as necessidades de investimento próprio. A taxa de juros real considerada foi de 7,25% a.a (6,25% de TJLP¹⁵ e “spread” de 1%), com amortização de 14 anos pelo Sistema de Amortização Constante (SAC), com capitalização anual da taxa de juros e com carência do principal e dos juros durante o período de construção da usina.

De acordo com o programa de apoio financeiro do BNDES, destinado às fontes alternativas, foi adotado um índice mínimo de cobertura anual do serviço da dívida (IOC) igual ou maior do que 1,3. O objetivo desse índice, é sinalizar quantas vezes o fluxo de caixa gerado, pode pagar a amortização mais os juros da dívida em um determinado instante. Vale ressaltar que, o projeto está isento de ICMS e não está sendo considerada a inflação externa ou interna no período de estudo.

Os valores relativos a despesas com seguro e aluguel do terreno, foram estimados. Vale lembrar que, os valores pertinentes aos impostos e taxas, estão em conformidade com a legislação vigente, conforme foi visto no quarto capítulo desse trabalho.

Em relação ao cronograma de instalação, do ano 2007 até 2008, é o período compreendido para a instalação dos aerogeradores. O ano de 2009 seria o início de operação da usina eólica, com todos os 125 aerogeradores instalados e preparados para converter energia mecânica em elétrica.

5.2. Análise Determinística do estudo de caso

Para a análise determinística do parque eólico hipotético, procurou-se coletar valores reais para o cálculo do fluxo de caixa do empreendimento eólico. Alguns valores foram calculados mediante o emprego do “*software WindPRO 2*”, que a partir de dados, tais como: a série histórica dos ventos, a temperatura média local, a densidade do ar, a potência total instalada e o arranjo das máquinas, forneceu os valores do rendimento do parque eólico de

¹⁵ A Taxa de juros de Longo Prazo (TJLP) de 6,25% foi divulgada pelo BACEN, que trimestralmente informa as séries históricas. O período pesquisado compreende outubro até dezembro de 2007.

100MW (86,8%), com 125 aerogeradores Enercon da família E-48, tal como o respectivo fator de capacidade (31,4%).

Com todos os parâmetros do projeto definidos e outros calculados, foi possível gerar os “*outputs*” da análise determinística do Anafin, conforme a Tabela 9:

Tabela 9 – Resultados determinísticos do estudo de caso

Indicadores financeiros determinísticos	Unidade	Resultados
Valor Presente Líquido (VPL)	Milhões R\$	(75,66)
Taxa Interna de Retorno (TIR)	% a.a.	2,43
Tarifa de Equilíbrio (TEQ)	R\$/MWh	281,50
Investimento de Equilíbrio (INVEQ)	Milhões R\$	249,95

Fonte: Elaboração própria

Considerando um custo de capital próprio de 12%a.a, pode-se concluir que o projeto eólico hipotético de Itaparica, não é atrativo para o investidor, porque o valor da TIR é inferior ao custo de capital próprio considerado.

O valor negativo do VPL, também calculado pelo “*software*”, reforça a rejeição do projeto pelo investidor.

A Tarifa de Equilíbrio (TEQ) calculada foi de R\$ 281,50 / MWh, valor este superior ao preço da venda de energia, considerado nas premissas da análise financeira (valor normativo de R\$ 212,00 / MWh).

O valor máximo de investimento capaz de remunerar o capital dos agentes participantes do projeto, foi expresso pelo INVEQ de R\$ 249,95 milhões, abaixo do investimento considerado no projeto, na ordem de R\$ 357,92 milhões.

A Figura 10 demonstra a composição da tarifa de energia eólica, verifica-se que a maior parcela da tarifa, corresponde à remuneração do investimento (36,9%), seguida das despesas financeiras (29,5%), dos gastos com impostos (11,6%), dos custos com O&M (10,9%), dos encargos de transmissão (7,6%), do aluguel do terreno (2,4%), seguros (0,8%) e por último, da taxa de fiscalização da Aneel (0,3%).

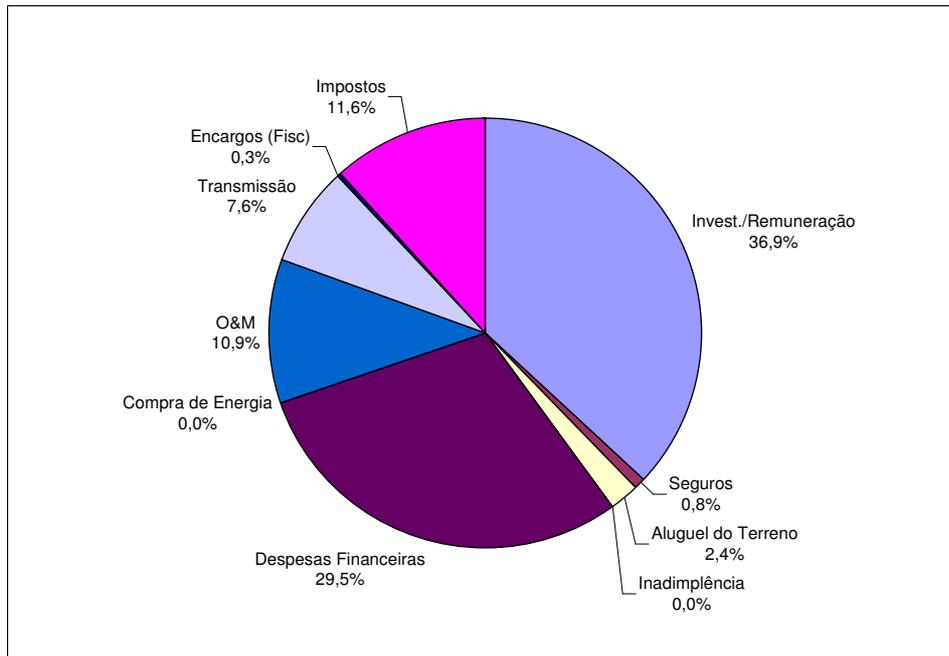


Figura 10 – Composição da tarifa de energia eólica.
 Fonte: Adaptado de Cepel (2006).

5.2. Análise de Sensibilidade aplicada no projeto de Itaparica.

A Análise de Sensibilidade, realizada a partir de alguns parâmetros do projeto eólico hipotético, teve como propósito testar “a sensibilidade” dos indicadores financeiros determinísticos, que são: o Valor Presente Líquido (VPL), a Taxa Interna de Retorno (TIR) e a Tarifa de Equilíbrio (TEQ).

Os parâmetros financeiros considerados para a análise de sensibilidade dos indicadores determinísticos foram: o custo de capital próprio, a tarifa de energia e o capital de terceiros. Variando, individualmente, um determinado parâmetro e mantendo os demais constantes, foi possível verificar o impacto desses nos indicadores determinísticos do projeto. Com isso, pode-se verificar até que ponto uma pequena variação na tarifa de energia, poderia melhorar ou prejudicar o resultado do VPL do projeto, por exemplo.

A razão de ser da análise de sensibilidade, é poder definir os parâmetros mais importantes do projeto, enfim aqueles capazes de impactar fortemente os resultados dos indicadores financeiros determinísticos. A seguir, serão apresentadas as diversas análises de

sensibilidade realizadas para o estudo de caso, os resultados serão demonstrados graficamente.

5.2.1 Análise de sensibilidade do VPL do projeto

A Figura 11, abaixo, demonstra graficamente o impacto da variação do custo de capital próprio nos resultados do Valor Presente Líquido do projeto eólico. Todas as variações no custo de capital próprio (%a.a) provocaram valores negativos de VPL, apontando para a rejeição do projeto.

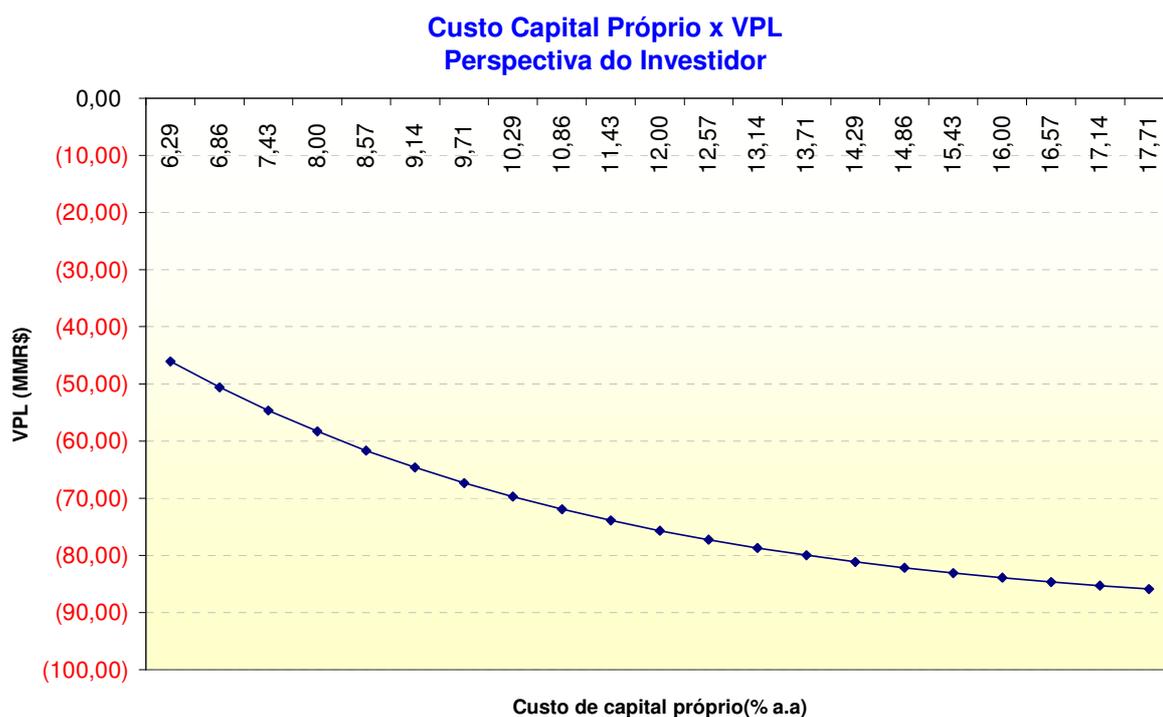


Figura 11 – Sensibilidade do VPL ao custo de capital próprio.

Fonte: Adaptado de Cepel (2006).

Com a variação do custo de capital de terceiros, enfim, o aumento da participação de recursos de terceiros no projeto, não foi capaz de gerar valores positivos de VPL, esses permaneceram com todos os resultados negativos, conforme a Figura 12, abaixo:

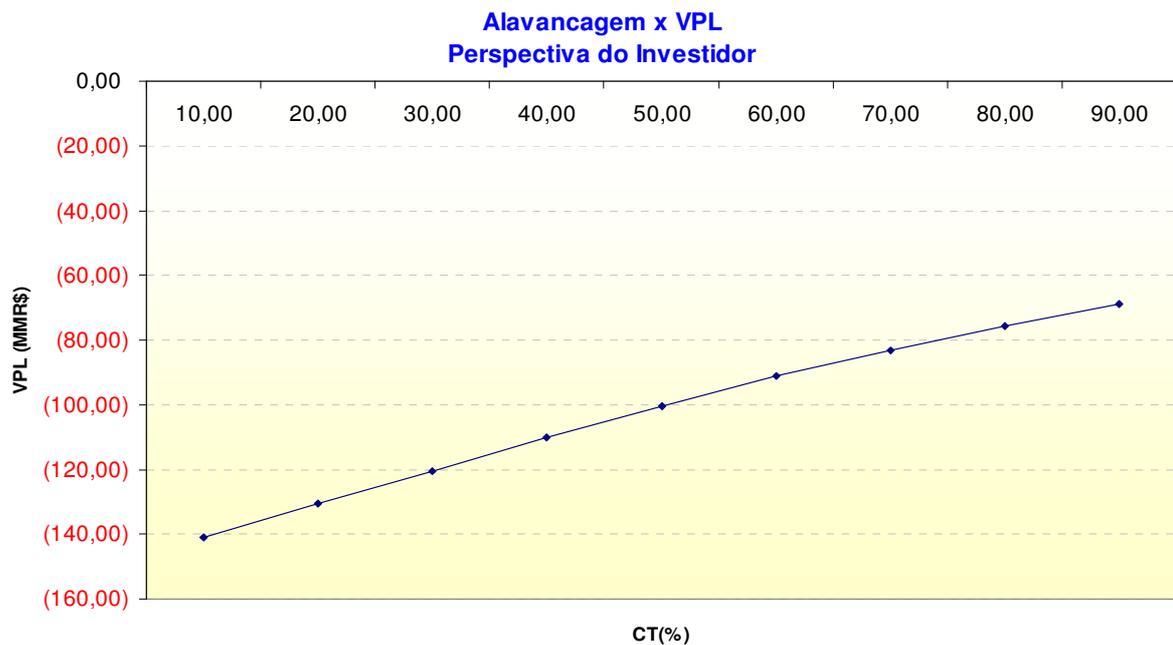


Figura 12 – Sensibilidade do VPL a participação do capital de terceiros (%).
Fonte: Adaptado de Cepel (2006).

Entretanto, a análise de sensibilidade demonstra que, quanto menor a participação do capital de terceiros (CT), menor será o VPL do projeto, por isso é vantajoso para estrutura de capital de um projeto, captar recursos oriundos de financiamentos de longo prazo.

Apesar do uso de capital de terceiros proporcionar benefícios fiscais, é preciso ter cuidado com o seu grau de utilização. Caso os juros e as amortizações não forem cumpridos, corre-se o risco de alguma espécie de dificuldade financeira ou falência, exercendo um efeito negativo sobre o valor da empresa, seja através de custas judiciais ou elevação da taxa de juros pelos credores como proteção pelo maior risco.

A tarifa de energia, considerada no projeto de Itaparica, para a venda de energia eólica foi de R\$ 212,00 por MWh, com a variação do valor desse parâmetro, foi possível impactar fortemente os resultados de Valor Presente Líquido, demonstrando que o VPL do projeto é bastante sensível às oscilações das tarifas de energia.

Segue, abaixo, a Figura 13, que indica o impacto da elevação das tarifas para com os resultados de VPL, levando em consideração que:

- para uma tarifa de R\$ 212,00 /MWh, considerada no estudo de caso, o é VPL < 0;
- uma tarifa de R\$ 282,67/MWh, o VPL é igual a zero;

- para tarifas acima de R\$ 282,67/ MWh, a análise de sensibilidade apresenta valores de VPL maiores do que zero, demonstrando quanto o VPL é sensível às oscilações do preço da energia.

As tarifas mais elevadas para a venda de energia, irão aumentar a rentabilidade do negócio e possibilitar o retorno do investimento, tornando o projeto mais atrativo para os investidores.

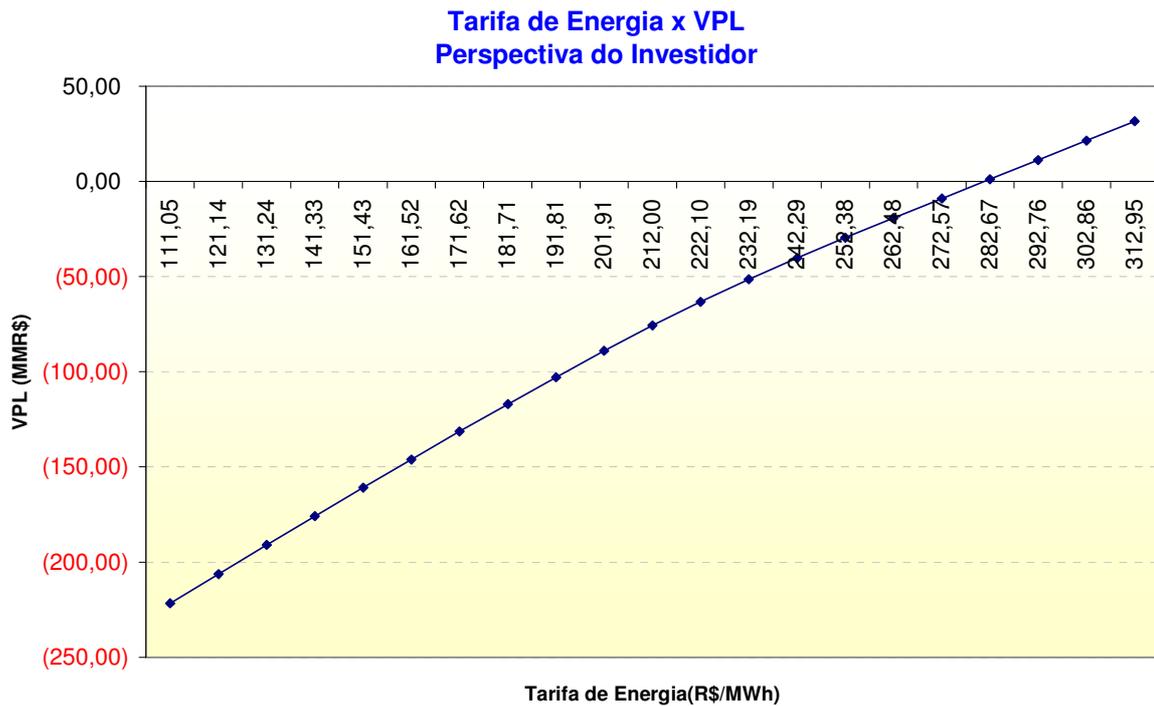


Figura 13 – Sensibilidade do VPL à Tarifa de Energia.

Fonte: Adaptado de Cepel (2006).

5.2.2 Análise de sensibilidade da TIR do projeto.

Como foi visto no capítulo 04 desse trabalho, a Taxa Interna de Retorno (TIR) é a taxa que remunera o investimento e que torna nulo o Valor Presente Líquido dos fluxos de caixa do projeto.

Para o projeto ser aceito, o mesmo deverá apresentar uma TIR maior do que o custo de capital próprio (12% a.a). Na Figura 14, a seguir, será demonstrado o impacto causado sobre a TIR, a partir da variabilidade da tarifa de energia.

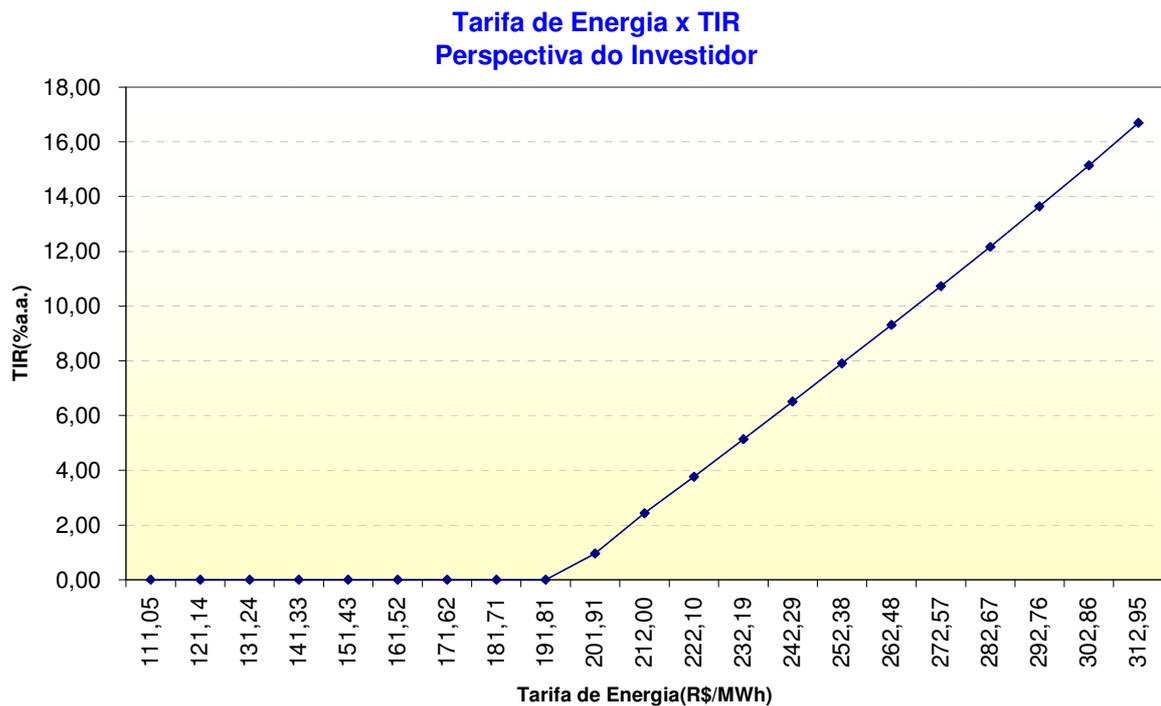


Figura 14 – Sensibilidade da TIR à Tarifa de Energia.

Fonte: Adaptado de Cepel (2006).

O gráfico acima demonstra que o aumento da tarifa de energia gera um impacto linear e positivo sobre a taxa interna de retorno (TIR), sob a perspectiva do investidor. A TIR é bastante sensível em relação às tarifas de energia acima de R\$ 191,81/MWh. As tarifas de energia, maiores que R\$ 282,67, foram capazes de gerar valores de TIR superiores ao custo de capital do projeto (12%). Pode-se concluir que, sob a perspectiva do investidor, tarifas de energia mais elevadas irão contribuir para melhores resultados de VPL e TIR, tornando o projeto mais atrativo.

5.2.3 Análise de sensibilidade da Tarifa de Equilíbrio do projeto.

A tarifa de equilíbrio (TEQ), em empreendimentos de geração de energia, é influenciada pelos custos iniciais do investimento, gastos anuais com Operação & Manutenção (operação, reparo e reposição de equipamentos), etc. A TEQ é um fator competitivo para garantir a oferta da geração de energia eólica, fomentar a implantação de novos empreendimentos eólicos e expandir a matriz energética brasileira com uma fonte de

energia limpa e renovável. De acordo com Tolmasquim (2005), os empreendimentos eólicos são os que apresentam os maiores valores de tarifa. Por essa razão, no quesito modicidade tarifária, a energia eólica perde espaço para empreendimentos de biomassa e de pequenas centrais hidrelétricas (PCHs). A TEQ do projeto eólico hipotético de Itaparica, apresentada anteriormente, foi de R\$ 281,50/MWh, essa tarifa calculada supera a tarifa de referência considerada no estudo de caso, que foi R\$ 212,00/MWh.

Seguem, abaixo, as Figura 15 e Figura 16, que demonstram graficamente, os impactos causados por variações na taxa que remunera os acionistas (custo de capital próprio) e pelas mudanças na estrutura de capital (os percentuais de participação de terceiros), respectivamente, sobre os valores das tarifas de equilíbrio do projeto. Pode-se concluir que, o aumento da participação de terceiros provoca tarifas menores, portanto mais competitivas no mercado de energia. Em contrapartida, a TEQ também é sensível frente às alterações percentuais das taxas de desconto do fluxo de caixa que vão remunerar o capital próprio. Ao se aumentar o custo de capital, provoca-se a elevação das tarifas de equilíbrio do projeto, tornando-a menos competitiva na oferta de preços em leilões de energia alternativa.

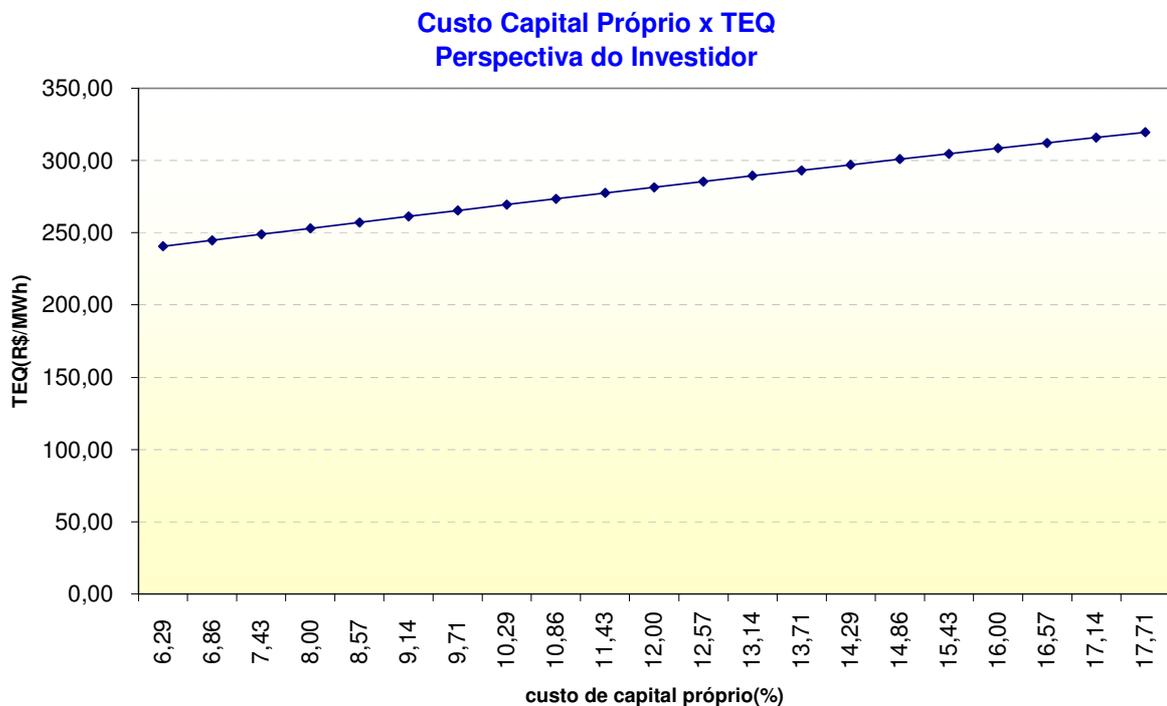


Figura 15 – Sensibilidade da TEQ ao custo de capital próprio (%).

Fonte: Adaptado de Cepel (2006).

Todas as análises de sensibilidade realizadas tiveram o propósito de verificar na prática que, mudanças em determinados parâmetros do projeto podem trazer um grande

impacto nos resultados dos indicadores financeiros determinísticos (como por exemplo: VPL, TIR e TEQ), dependendo da sensibilidade destes a essas variações.

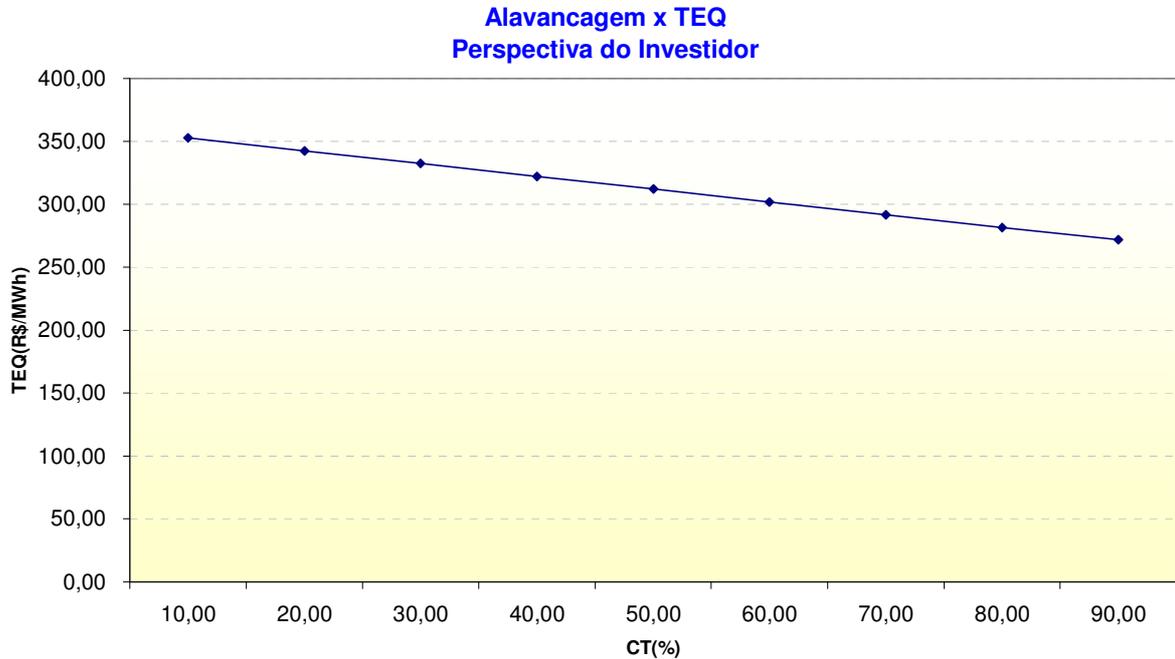


Figura 16 – Sensibilidade da TEQ a participação do capital de terceiros (%).

Fonte: Adaptado de Cepel (2006).

Pode-se concluir que, a determinação da tarifa de energia é um fator decisivo para se aferir a rentabilidade futura de um empreendimento eólico e além disso, foi verificado que os resultados de VPL e TIR são bastante sensíveis em relação a pequenas mudanças desse parâmetro em específico. Ao se alterar a tarifa de energia, poder-se-ia também alterar a decisão do investidor, a partir do momento em que os resultados dos indicadores financeiros do projeto passariam a indicar a viabilidade econômico-financeira do mesmo.

5.3. Análise de Cenários aplicada no projeto de Itaparica.

A Análise de Cenários foi realizada a partir de variações em alguns parâmetros do projeto, tais como a taxa de câmbio, a tarifa de energia e o custo de instalação, tendo como propósito verificar os novos resultados aferidos dos indicadores financeiros determinísticos.

Seguem, abaixo, as figuras 17 e 18, que demonstram graficamente os novos resultados de VPLs e tarifas de equilíbrio (TEQ) do projeto, obtidos a partir de mudanças nas taxas de câmbio e custos de instalação, respectivamente:

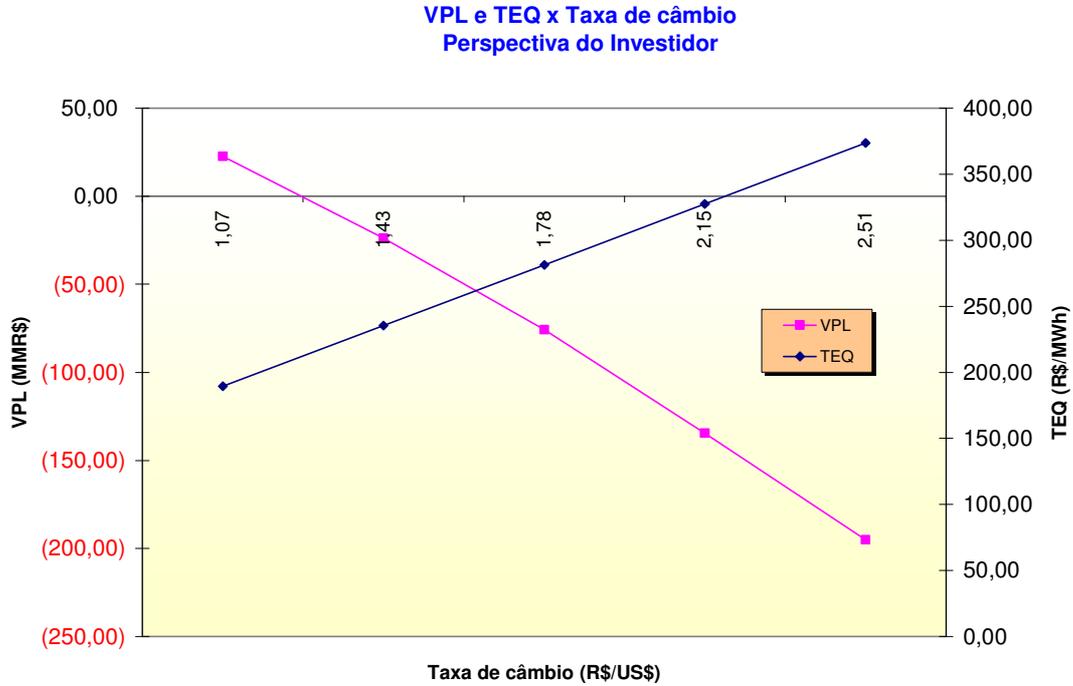


Figura 17 – Valores de VPLs e TEQs a partir de variações cambiais.

Fonte: Elaboração própria.

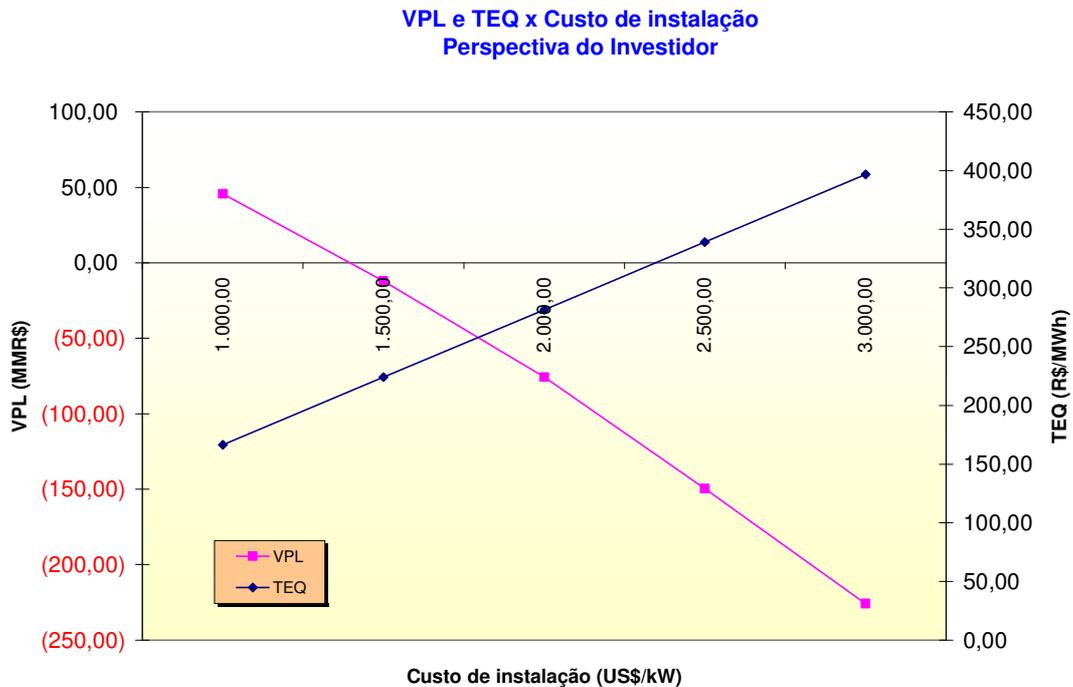


Figura 18 – Valores de VPLs e TEQs a partir de variações no custo de instalação.

Fonte: Elaboração própria.

Para o cenário base do projeto foi considerado um custo de US\$ 2.000,00 / kW instalado, uma taxa de câmbio de 1,7896 (consulta ao Bacen em 25.10.2007) e uma tarifa de referência de R\$ 212,00 / MWh. Considerando os aumentos percentuais de 20% e 40%, sobre a taxa de câmbio original, são obtidas as novas taxas de câmbio de R\$2,15/US\$ e R\$2,51/US\$ a serem aplicadas no projeto para o recálculo dos indicadores financeiros, tais como: VPL e TEQ. Também foi considerada as reduções de 20% e 40% da taxa de câmbio, obtendo respectivamente os valores de R\$1,43/US\$ e R\$1,07/US\$.

Uma taxa de câmbio de R\$ 1,25/US\$ será capaz de tornar nulo o VPL, nesse ponto em específico, é indiferente aceitar ou não o projeto. As taxas de câmbio menores que R\$ 1,25/US\$, são capazes de tornar os valores de VPL positivos ($VPL > 0$), indicando a aceitação do projeto e influenciando a decisão do investidor.

Pode-se concluir que, taxas menores de câmbio quando aplicadas no projeto, proporcionam melhores resultados de VPLs e menores tarifas de equilíbrio, porque reduzem os custos com aquisição dos aerogeradores, cujos valores são fornecidos em dólar.

O risco cambial precisa ser incorporado na análise de viabilidade do projeto, porque sob a perspectiva do investidor, é preciso haver precauções em relação às flutuações do real frente ao dólar, que poderão afetar a atratividade do projeto. Atualmente, o real está apreciado frente ao dólar, o câmbio tem funcionado de acordo com as regras de mercado, em conformidade com a política de câmbio flutuante adotada pelo Brasil.

Também é pertinente considerar as oscilações dos custos dos aerogeradores. Um aumento no preço desses equipamentos, por exemplo, irá acarretar um aumento nos custos de instalação e conseqüentemente prejudicar o VPL do projeto, além de proporcionar tarifas de equilíbrio (TEQ) mais elevadas, conforme a Figura 18.

Em contrapartida, um valor de custo de instalação de aproximadamente US\$1.300,00/kW, tornaria nulo o Valor Presente Líquido. Os valores de custo de instalação menores que US\$ 1.300,00/kW, iriam proporcionar valores de VPL positivos, impactando positivamente na decisão do investidor.

Para que um empreendimento eólico seja mais atrativo ao investidor, é necessário reduzir os seus custos de instalação, gerando tarifas mais competitivas e também melhores resultados dos indicadores financeiros.

Os gráficos das Figuras 19 e 20, contemplam os diversos valores de VPL obtidos, mediante as variações nas taxas de câmbio e nos custos de instalação do projeto, respectivamente, consubstanciados com mudanças nas tarifas de energia. Nesses gráficos são

considerados, além do cenário base do estudo de caso, os cenários alternativos gerados por alterações nas taxas de câmbio e nos custos dos aerogeradores por kW instalado.

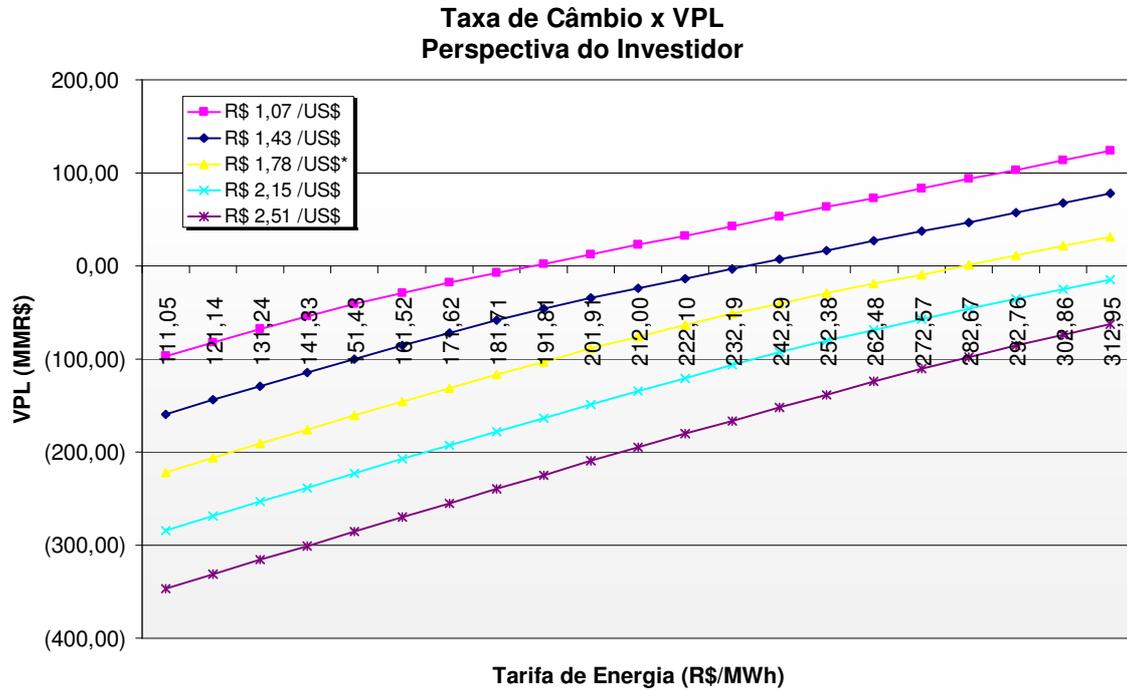


Figura 19 – Variações na taxa de câmbio e tarifa de energia x VPL.

Fonte: Elaboração própria.

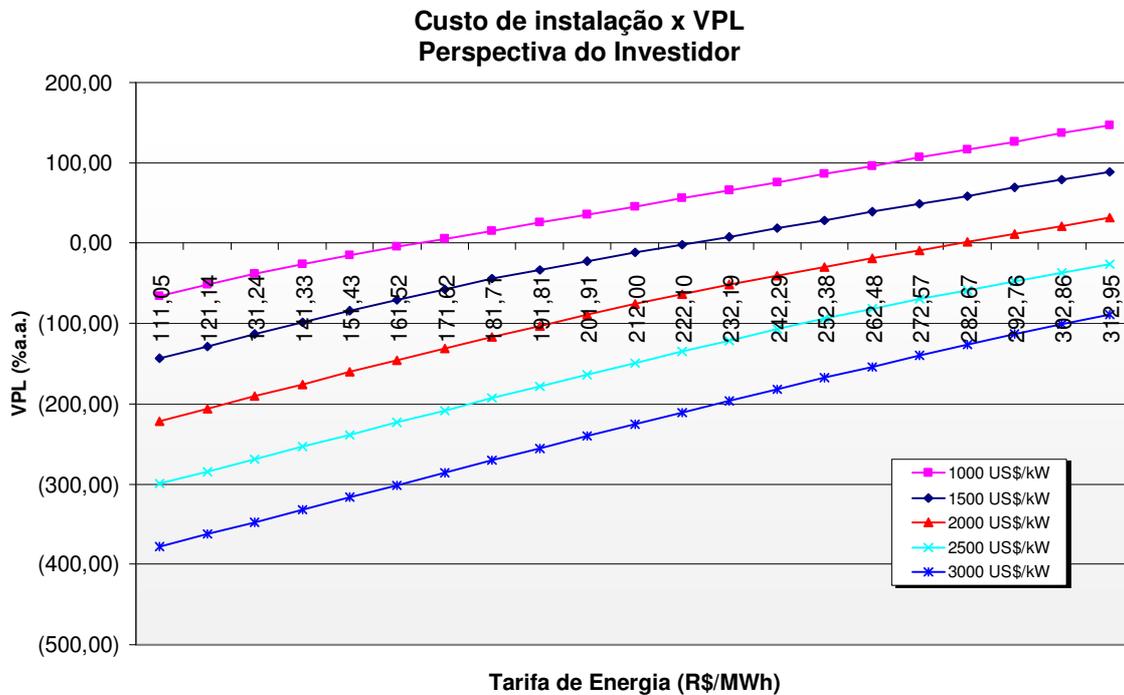


Figura 20 – Variações no custo de instalação e tarifa de energia x VPL.

Fonte: Elaboração própria.

A partir da análise dos gráficos, pode-se concluir que fatores como a apreciação do real frente ao dólar e a diminuição dos custos de instalação, irão proporcionar melhores valores de VPLs, tornando o projeto mais atrativo para o investidor. Em contrapartida, considerando o custo de instalação acima de US\$ 2.500,00/kW e a taxa de câmbio acima de R\$2,15/US\$, por exemplo, verifica-se um cenário pessimista. Nesse cenário, mesmo as tarifas mais elevadas não são suficientes para melhorar os resultados de VPLs, que apresentam ao longo da curva sempre valores negativos, indicando a rejeição do projeto.

Em relação às tarifas de energia, a Figura 21 relaciona as tarifas de equilíbrio do projeto, dos diferentes cenários gerados pela variação cambial, com os valores de mínimo e máximo da VETEF (Valor Econômico Correspondente à Tecnologia Específica da Fonte).

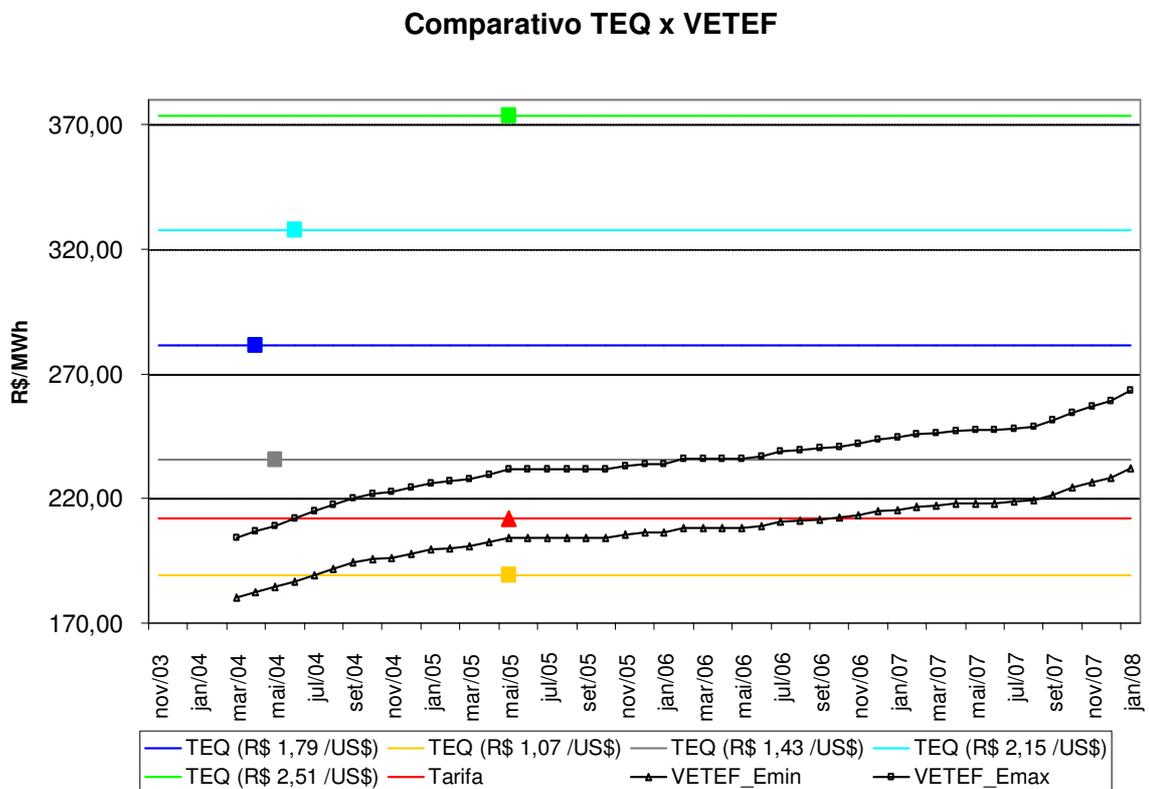


Figura 21 – As TEQs dos cenários cambiais e valores de VETEF para eólica.

Fonte: Elaboração própria.

Pela análise do gráfico da Figura 21, pode-se concluir que a tarifa de equilíbrio (TEQ), obtida no cenário base (com taxa de câmbio de R\$1,79/US\$), de R\$ 281,50/ MWh, está fora do intervalo estabelecido pela Eletrobrás para os valores econômicos típicos da geração eólica. As fontes alternativas de energia, que são mais caras do que as tradicionais, receberão apoio do governo federal, através do PROINFA. Para a definição da parcela da

energia a ser subsidiada, será arbitrado o valor máximo a ser pago pela energia (VETEF¹⁶). Os VETEF's colocados em Audiência Pública, pelo Ministério de Minas e Energia (MME), chegam até o máximo de R\$ 231/MWh, para a energia eólica, ou cerca de quatro vezes o valor atual da energia das usinas hidrelétricas (R\$ 64/MWh).

No estudo de caso, foi considerada a premissa de que o parque eólico hipotético de Itaparica participará do PROINFA. Dessa forma, toda a energia a ser gerada pelo parque, teria a garantia de compra pela Eletrobrás ao preço do valor econômico da tecnologia de geração eólica, em conformidade com a Lei 10.762/2003.

5.4 Análise de Risco do projeto eólico

As análises, consideradas anteriormente, foram necessárias para calcular os indicadores financeiros do projeto eólico hipotético de Itaparica e demonstrar a sensibilidade desses indicadores às mudanças de parâmetros importantes do projeto. No entanto, a análise probabilística propõe uma abordagem mais ampla e consistente, no que concerne ao risco inerente a um empreendimento eólico.

O principal objetivo da análise de risco do projeto de Itaparica, foi o de verificar o impacto do caráter aleatório, da velocidade do vento, no fluxo de caixa do projeto. Uma série histórica de dados de velocidade de vento, apresenta algumas quebras na medição e em alguns casos, representa uma amostra insuficiente para os cálculos dos indicadores financeiros e probabilísticos. Felizmente, com a análise de risco mediante a aplicação do método da Simulação de Monte Carlo, será possível gerar 2.000 séries sintéticas, considerando as diversas oscilações do vento, para o cálculo dos valores esperados dos indicadores financeiros.

Na prática, as características da série histórica de Itaparica (com horizonte de tempo de 01 ano), são percebidas pelo processo estocástico, que permite gerar 2.000 séries sintéticas de velocidade de vento, equiprováveis estatisticamente.

Para realizar a análise de risco foram utilizadas os mesmos parâmetros (técnicos e financeiros) resumidos na tabela 6, mas o diferencial, está na utilização da série histórica de

¹⁶ VETEF - valor de venda da energia elétrica para a ELETROBRÁS que viabiliza econômica e financeiramente um projeto-padrão, utilizando essa fonte num período de vinte anos com determinados níveis de eficiência e atratividade, conforme as premissas indicadas no art. 3o do Decreto n. ° 5.025, de 2004.

01 ano da região de Itaparica e a curva de potência do aerogerador E-48. Também é fornecido um arquivo, para a importação do “software” Anafin, que permite agregar dados reais com as condições locais do projeto hipotético de Itaparica, aos parâmetros já conhecidos do mesmo.

Foram agregados aspectos específicos do estudo, que influenciam no desempenho da conversão da energia cinética em mecânica, esses aspectos seriam: a densidade do ar (Kg/m^3), a velocidade do vento (m/s), a área varrida pelas pás do rotor (m^2), as eficiências mecânicas e elétricas do sistema (%) e o coeficiente de desempenho aerodinâmico (C_p), esse último, foi fornecido ao Anafin pelo arquivo que contempla a curva de potência do aerogerador¹⁷. A Figura 22, representa a curva de potência e a curva do coeficiente de desempenho aerodinâmico (C_p) do aerogerador Enercon E-48, fornecida pelo fabricante.

A partir da série histórica diária de velocidade de vento (a série foi modelada no Excel, cujos dados medidos por anemômetro, num intervalo de 10 em 10 minutos, foram convertidos em dados diários pela média); da curva de potência; da temperatura média de Itaparica ($23,2^\circ\text{C}$), da rugosidade do terreno ($0,03 \text{ m}$) e dos dados técnicos do aerogerador (48m de diâmetro do rotor, 63 m de altura do eixo, 30 m de altura da medição do vento e eficiência do parque eólico de $86,8\%$ ¹⁸).

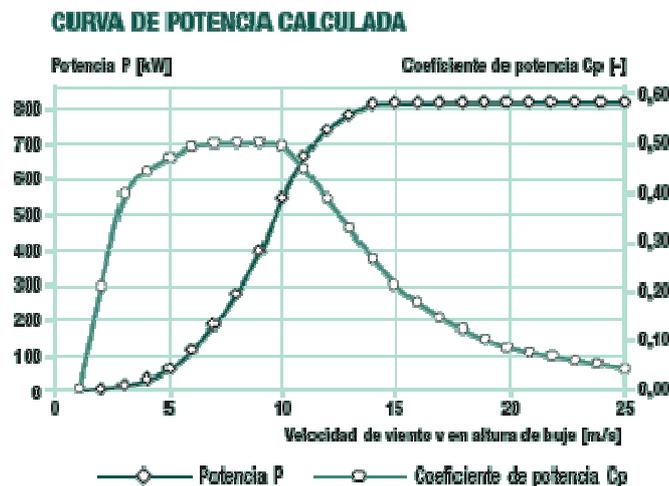


Figura 22 – Curva de potência do aerogerador E-48.

Fonte: Enercon

A série histórica de 01 ano de Itaparica recebeu uma modelagem no “software” *windPRO 2* com a aplicação da distribuição biparamétrica de Weibull, que é uma função de

¹⁷ A curva de potência está disponível para consulta no site do fabricante (www.enercon.de).

¹⁸ A eficiência de $86,8\%$ refere-se ao rendimento do parque eólico calculado pelo “software” *windPRO*.

probabilidade utilizada para descrever a distribuição da velocidade do vento, ao longo de um período de tempo. De acordo com Silva (1999), a função de densidade de probabilidade da distribuição de Weibull depende dos parâmetros A (fator de escala, relacionado à velocidade média do vento) e k (fator de forma, relacionado à forma da curva), dados pela equação 5.1, de modo que, quanto maior for o valor de k , maior será a constância da velocidade de vento.

$$f(v) = \frac{k}{A} \left(\frac{v}{A}\right)^{(k-1)} \exp\left(-\frac{v}{A}\right)^k \quad \text{Onde: } k > 0 \text{ e } A > 1 \quad (5.1)$$

Através da medição dos ventos por um período de 01 ano e posterior tratamento estatístico, utilizando o modelo probabilístico de Weibull para modelar as curvas de frequência de velocidade, verifica-se se que Itaparica possui de fato, o potencial eólico para a geração de energia elétrica. A Figura 23 representa essa distribuição.

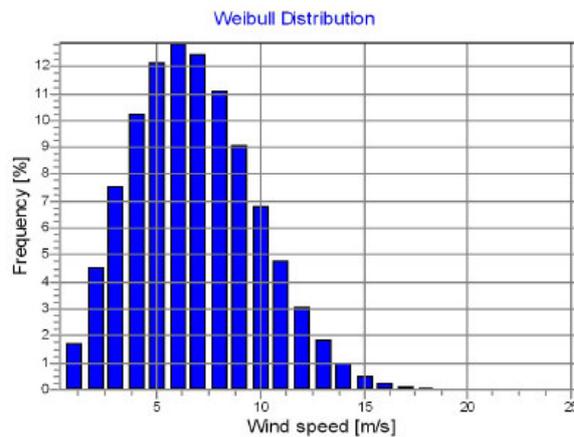


Figura 23 – Distribuição de Weibull.

Fonte: simulação com software windPRO

Os valores encontrados para os parâmetros A e k , da série histórica de velocidade de vento, foram: $k = 2,617$ e $A = 7,60$ m/s (o fator A está associado com a velocidade média da distribuição). Foi possível obter pelo “windPRO”, os valores calculados do fator de capacidade (31,4%) e rendimento do parque eólico (86,8%), conforme a Tabela 10.

Tabela 10 – Energia anual calculada para o parque eólico

Combinação de WTG	Energia Anual		Parque		Fator de capacidade para	
	Energia anual [MWh]	Energia anual - 10% [MWh]	Eficiência [%]	Energia média por WTG [MWh]	Resultado [%]	Resultado-10% [%]
Parque eólico	274.872,9	247.385,6	86,9	2.199,0	31,4	28,2

Fonte: simulação com software windPRO

O fator de capacidade é a razão entre a potência média gerada e a potência máxima do aerogerador, sendo calculado em função de uma curva de potência típica e da velocidade do vento caracterizada pela distribuição de Weibull, de acordo com a equação 5.2.

$$FC_k(A) = \frac{\int CP(v) * f_{A,k}(v) \cdot dv}{P_{\max}} \quad (5.2)$$

Onde:

P_{\max} - potência máxima do gerador (KW),

FC - Fator de Capacidade,

CP (v) - Curva de potência típica do gerador,

$f_{A,K}(v)$ - Distribuição de weibull.

O “*software windPRO*” também permite estabelecer o “*layout*” para o parque eólico, considerando o arranjo físico dos 125 aerogeradores, posicionados a uma distância de 8 diâmetros do rotor (profundidade) para 6 diâmetros do rotor (largura), a fim de evitar os efeitos do sombreamento de um aerogerador sobre outro.

Em resumo, a partir da correção da série histórica, das condições climáticas de Itaparica (local de medição dos ventos) e dos dados do aerogerador Enercon E-48, indicados na análise de risco, o “*software*” Anafin versão 3.6, calcula a distribuição de frequência acumulada da velocidade do vento. Com base nesta distribuição, são sorteados valores aleatórios (processo estocástico) de velocidade de vento para gerar as 2.000 séries sintéticas diárias, que serão objeto para cálculos probabilísticos incorporando o risco eólico.

Segue, abaixo, a tabela que contempla a síntese dos resultados probabilísticos para as 2.000 séries sintéticas consideradas, que na sua totalidade demonstram a inviabilidade econômico-financeira do projeto hipotético de Itaparica:

Tabela 11 – Resultados probabilísticos do estudo de caso

Indicadores probabilísticos	Unidade	Resultados
Média da Distribuição de VPLs	Milhões R\$	(361,75)
Desvio padrão do VPL	Milhões R\$	0,18
Coefficiente de Variação da Distribuição de VPLs	%	0,05
Coef de Variação das Médias de VPL	%	0,01
Probabilidade de VPL<0	%	100,00

Fonte: Elaboração própria

Pode-se concluir pela tabela apresentada acima que, o valor esperado do VPL associado à aleatoriedade das velocidades diárias de vento é menor do que zero, indicando a inviabilidade econômico-financeira do projeto eólico de Itaparica. Os valores esperados de VPL (resultados probabilísticos) estão em conformidade com o resultado determinístico anterior, que apresentou um VPL negativo de R\$ -75,66 milhões.

O desvio padrão do Valor Presente Líquido foi de 0,18 (Milhões R\$), que é uma medida da dispersão do VPL. O Coeficiente de Variação da distribuição de VPLs foi de 0,05%, esse coeficiente refere-se à incerteza em torno da estimativa, calculado com base na variância do estimador financeiro. Esse coeficiente pode ser entendido, como uma padronização da variância do indicador financeiro, sendo calculado conforme a equação 5.3.

$$\alpha = \frac{\sqrt{\text{Var}(I)}}{E(I)} \quad (5.3)$$

Onde:

E (I) – Estimador do valor esperado

Var (I) – Variância do indicador financeiro (VPL)

O Coeficiente de Variação das médias de VPLs calculado foi de 0,01%, representando a medida de precisão em relação a quantidade de séries sintéticas escolhida, (tamanho da amostra), para o cálculo do estimador. É considerado razoável um tamanho de amostra, que leve a um coeficiente de variação menor ou igual a 5%, indicando que as 2.000 séries geradas são suficientes para gerar resultados consistentes e próximos da realidade.

A probabilidade de VPLs menores do que zero é próxima de 100%, dessa forma, a rentabilidade aferida é inferior ao custo de capital próprio do investidor. É também denominada de probabilidade da não remuneração (PNR), dos agentes participantes do projeto. Segue, abaixo a Tabela 12, que contempla os valores dos VPL's correspondentes aos percentis de 1%, 5%, 10% e 20%.

O percentil de 1%, por exemplo, corresponde ao VPL de R\$ -362,11 milhões de reais, significando dizer que este valor está acima de 1% das 2.000 médias de VPL's, resultantes de variações nos fluxos de caixa, significando um risco de 1% dos valores de VPL, abaixo do indicado. Na Simulação de Monte Carlo, o VaR de 5%, indica que para 100 dos 2.000 VPLs registraram-se abaixo de R\$ - 362,01 milhões, considerando um intervalo de confiança de 95%.

Tabela 12 – Valores dos Percentis dos VPLs

Percentis	Unidade	Resultados
Percentil (1%)	Milhões R\$	(362,11)
Percentil (5%)	Milhões R\$	(362,01)
Percentil (10%)	Milhões R\$	(361,97)
Percentil (20%)	Milhões R\$	(361,90)

Fonte: Elaboração própria

Pode-se concluir que, a análise probabilística confirma os resultados apurados pela análise financeira determinística, indicando a rejeição do projeto hipotético de Itaparica. A região apresentou um potencial eólico favorável, em virtude das boas condições dos ventos, com velocidade média de 7,6 m/s. Entretanto, sob o ponto de vista econômico-financeiro o projeto é considerado inviável, devido aos resultados dos indicadores econômico-financeiros, apresentados anteriormente.

6 Conclusões e Recomendações

Esse trabalho procurou realizar o seu objetivo geral, proposto no capítulo 01, mediante a apresentação dos resultados aferidos no estudo de viabilidade econômico-financeira do projeto eólico hipotético de Itaparica.

Os demais objetivos específicos foram todos atendidos ao longo dos demais capítulos da dissertação, contemplando os diversos aspectos pertinentes ao estudo de caso, diante do novo contexto do modelo do setor elétrico brasileiro. Esses aspectos foram necessários para alcançar o objetivo central dessa dissertação, abordando: o papel das fontes alternativas de energia para promover a diversificação da matriz energética brasileira, em especial o papel da energia eólica; a descrição da tecnologia eólica e o seu impacto para com o meio ambiente e a apresentação dos principais parâmetros para a análise econômico-financeira, consubstanciada com o risco eólico.

O estudo de caso foi explorado ao longo do quinto capítulo, abrangendo a aplicação da série histórica de ventos de Itaparica, conjuntamente com os dados técnicos e financeiros do projeto, gerando os resultados financeiros determinísticos e probabilísticos para subsidiar o processo de tomada de decisão por parte do investidor.

Esses resultados foram obtidos com a aplicação do “*software*” Anafin versão 3.6, desenvolvido pelo Cepel, especialmente para promover os estudos de viabilidade econômico-financeira dos projetos de geração de energia elétrica. Paralelamente, ao emprego do referido “*software*”, também foi realizado um tratamento dos dados de velocidade de vento em planilha do Excel (para converter em médias diárias os dados coletados pelo anemômetro), assim como o emprego da distribuição de Weibull, através “*software windPRO*”, específico da área de engenharia e muito utilizado para os estudos de viabilidade técnica dos parques eólicos.

O grande diferencial desse trabalho foi tratar o estudo de viabilidade a partir de dados reais de velocidade de vento, que foram coletados em Itaparica, além do emprego do “*windPRO*” para fornecer ao “*software*” Anafin parâmetros reais, tais como: o fator de capacidade (FC) e a eficiência do parque eólico (η).

Também merece destaque o Método de Simulação de Monte Carlo (SMC) para a geração das 2.000 séries sintéticas, aplicadas no cálculo dos indicadores financeiros probabilísticos, fornecendo resultados mais consistentes e confiáveis aos investidores, porque

é incorporado o caráter aleatório do regime dos ventos. Com isso, foi possível aferir até que ponto as oscilações das velocidades de vento irão influir nos fluxos de caixa futuros do projeto eólico, o denominado risco eólico.

A análise de sensibilidade, realizada no quinto capítulo, foi extremamente útil para verificar os parâmetros mais importantes do projeto, enfim, aqueles capazes de contribuir para melhores resultados de Valor Presente Líquido (VPL) e Taxa Interna de Retorno (TIR). Foi verificado que os indicadores financeiros, mencionados acima, são bastante sensíveis às oscilações da tarifa de energia.

Através da análise de cenários, realizada no estudo de caso, foi possível concluir que, para tornar viável o projeto de Itaparica, seria necessário adotar, um custo de instalação de US\$ 1.500,00/kW e uma tarifa de energia de R\$ 222,10/MWh. Para melhorar os resultados encontrados, mantendo a mesma tarifa adotada no cenário base (R\$ 212,00/MWh), o novo custo de instalação a ser aplicado, teria que ser apenas de US\$ 1.000,00/kW. Esse valor é muito abaixo do praticado no mercado atual.

A segunda fase do PROINFA, cujo início foi adiado, prevê o aumento do índice de nacionalização dos equipamentos de 60% para 90%. Isso permitirá no futuro, uma ampliação da produção nacional de aerogeradores, gerando redução nos custos de instalação.

Foi também evidenciado, na análise de cenários, que o risco cambial precisa ser previsto na avaliação de um empreendimento, porque as oscilações do real frente ao dólar irão impactar positivamente ou negativamente os resultados financeiros. No que diz respeito ao cenário macroeconômico, a tendência de queda do dólar, poderá favorecer os projetos que dependam da importação de equipamentos, minimizando os seus gastos.

Entretanto, os resultados encontrados da análise de viabilidade econômico-financeira, considerando o cenário base do estudo de caso, indicaram a rejeição do projeto eólico hipotético de Itaparica, tanto pela análise determinística como pela probabilística.

A despeito da inviabilidade do projeto de Itaparica, essa dissertação busca fomentar novos estudos de viabilidade econômico-financeira, principalmente, no âmbito da Chesf, a partir dos dados de velocidade e direção de ventos de outras localidades. A Chesf possui em seu banco de dados, diversos outros dados de velocidade de vento (coletados, por exemplo, em Xingó e Sobradinho), que poderiam ser objeto de novos estudos de viabilidade.

Em relação ao momento atual da energia eólica no Brasil, foram feitos muitos avanços, mas ainda é preciso haver mais investimento em tecnologias para reduzir os custos e baratear a tarifa de energia eólica, tornando-a mais competitiva. Além disso, a inovação tecnológica poderá oferecer aerogeradores com melhor desempenho na conversão da “energia

dos ventos” em energia elétrica. Também representaria um ganho, obter sensores mais modernos para medir a velocidade dos ventos, evitando erros na medição, que poderão acarretar erros no cálculo da energia a ser gerada pelo parque eólico.

A expansão do mercado internacional de créditos de carbono poderá fomentar a energia eólica no país, atraindo mais investidores. Os empreendimentos eólicos com certificações de redução na emissão de poluentes estarão aptos a vender os créditos de carbono no mercado. O Parque Eólico do Horizonte, localizado em Santa Catarina, foi o primeiro, em relação à América Latina, a obter as certificações de redução de emissão dos gases de efeito estufa. Diversas instituições estão atuando nesse mercado, por exemplo, o banco Real/ ABN AMRO que financia projetos de créditos de carbono.

Pode-se concluir que, o desenvolvimento da energia eólica no país depende de uma série de melhorias nos aspectos financeiros, tecnológicos e governamentais.

Vale salientar que, em se tratando de uma fonte alternativa de energia, a questão da energia eólica no Brasil, não deve limitar-se puramente ao seu aspecto econômico-financeiro. Existem os aspectos ambientais relativos à redução na emissão de dióxido de carbono, tal como o aspecto estratégico de diversificação da matriz energética e de complementaridade entre os regimes hidrológico e eólico, enfim, todos esses aspectos devem ser considerados e analisados. Além disso, é inegável o fato de que o país possui um enorme potencial eólico, que precisa ser melhor explorado.

No Brasil, atualmente, a oferta não consegue acompanhar a crescente demanda por energia elétrica, portanto diversificar a matriz energética é uma questão estratégica para o setor elétrico. A energia eólica demonstra ser bastante promissora, notadamente na região Nordeste, mas é necessário ampliar a sua capacidade instalada e atrair novos investimentos.

De acordo com Bittencourt *et al* (2000 a), na região Nordeste (considerando o regime hídrico do reservatório de Sobradinho), o perfil do vento ao longo do ano, complementa o regime hídrico, principalmente nos períodos secos, preservando os níveis de segurança na estabilidade de fornecimento. Fato similar acontece entre as regiões Sul e Sudeste, configurando uma boa complementaridade para o sistema elétrico interligado.

Diante de tudo o que foi exposto, espera-se que este trabalho possa fornecer condições para a tomada de decisão do investidor e que também fomente novos estudos de viabilidade sob o prisma econômico-financeiro. Com esse propósito, seguem abaixo algumas recomendações para trabalhos futuros:

- Estudos de viabilidade econômico-financeira de usinas eólicas utilizando-se da teoria de opções reais;
- Realizar novos estudos considerando a complementaridade hídrico-eólica para a região Nordeste e demais regiões brasileiras;
- Aplicar outras séries históricas de velocidade de vento, considerando um horizonte de tempo maior que 01 ano;
- Estudos de viabilidade econômico-financeira com análise de cenários determinísticos e probabilísticos, a partir da aplicação de diferentes valores de tarifas de energia;
- Realizar um estudo detalhado acerca da dinâmica dos leilões de fontes alternativas de energia.
- Realizar um estudo econômico comparativo entre uma termelétrica e uma fazenda eólica, considerando a complementaridade com sistemas hidráulicos, dentro do sistema interligado do Brasil.

Referências

ABREU, Y.V. **A reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro**: questões e perspectivas. São Paulo: USP, 1999. Dissertação (Mestrado em Energia).

ABREU FILHO, J.C. R *et al.* **Finanças Corporativas**. Rio de Janeiro: FGV, 2003.

ALDABÓ, R. **Energia Eólica**. São Paulo: Artliber, 2002.

ALMEIDA, E.L.F. **Relato da Sessão sobre Competição**. Boletim Infopetro. Rio de Janeiro. ONIP, 30 de Junho de 2002.

BERTAGNOLLI, R.F ; PÉS, M.P.; PEREIRA, E.B.; SCHUCH, N. J. **Avaliação do potencial eólico no sul do Brasil**. Relatório final de projeto de iniciação científica PIBIC/INPE – CNPq/MCT. Santa Maria: 2006.

BITTENCOURT, R.M. *et al.* - **Potencial Eólico no Litoral do Ceará e Rio Grande do Norte para Geração de Energia Elétrica**. Relatório CHESF - DEFA-EO-RT-002/96.

BITTENCOURT, R.M *et al.* - **Sistemas Complementares de energia Eólica e Hidráulica no Brasil**. CIER 2000. Comision de Integracion Electrica Regional. Área de Generación e Transmisión. Buenos Aires, Argentina- Nov./2000 - a.

BITTENCOURT, R.M. *et al* – **Avaliação econômico-financeira de projeto de central eólica na região Nordeste**. Trabalho Técnico apresentado no VIII SEPEF – Brasília, 2000.

BITTENCOURT, R.M. - **Análise de investimento de uma usina termelétrica**: uma abordagem determinística e probabilística. Recife: UFPE/PIMES, 2005. 137p. Dissertação (Mestrado Profissional em Economia).

BORDEAUX-RÊGO, R. *et al* - **Viabilidade econômico-financeira de projetos**. Rio de Janeiro: Fundação Getúlio Vargas, 2006.

CARVALHO, P. **Geração Eólica**. Fortaleza: Imprensa Universitária, 2003.

CEPEL. **Manual de Metodologia – Programa ANAFIN Versão 3.5**. Relatório Técnico. Rio de Janeiro, 2006.

COSTA, C.V. **Políticas de Promoção de Fontes Novas e Renováveis para geração de Energia Elétrica**: Lições da experiência Européia para o caso brasileiro. Orientador: Emílio Lebre La Rovere. Rio de Janeiro: UFRJ/ COPPE, 2006. 233p. Dissertação (Doutorado em Planejamento Energético).

DECRETO Nº 2.655, de 02 de julho de 1998.

DECRETO Nº 5.177, de 12 de agosto de 2004.

DEWI, Deutsches Windenergie – Institut Wilhelmshaven. **Energia Eólica**. Tradução do alemão para português- Eletrobrás: 1998.

DUTRA, R.M. **Viabilidade técnica-econômica da energia eólica face ao novo marco regulatório do setor elétrico brasileiro**. Rio de Janeiro: UFRJ, 2001. Dissertação (Mestrado).

DUTRA, R.M. **Propostas de Políticas Específicas para Energia Eólica no Brasil após a Primeira Fase do PROINFA**. Rio de Janeiro: COOPE/UFRJ, 2007. Tese (Doutorado).

FERREIRA, R.G. **Matemática financeira aplicada**: ao mercado de capitais, administração financeira e engenharia econômica. 5ª ed. Recife: Ed. Universitária da UFPE, 2000.

GITMAN, L.J. **Princípios de Administração Financeira**. 2ª ed. Porto Alegre: Bookman, 2001.

GUIMARÃES, H.M.R. **Modelo de Avaliação de Negócios**. Bahia: Edição do autor, 2005.

HOFFMAN, R. **Estatística para Economistas**. São Paulo: Pioneira, 1980.

JORION, P. **Value at Risk**: A nova fonte de referência para a gestão do risco financeiro. 2ª ed. São Paulo: BM&F, 2003.

LAPPONI, J.C. **Projetos de investimento**: construção e avaliação do fluxo de caixa. São Paulo: Laponi Treinamento e Editora Ltda, 2000.

LAPPONI, J.C. **Estatística usando Excel**. São Paulo: Lapponi Treinamento e Editora Ltda, 2000.

LEI Nº 10.438, de 26 de abril 2002.

LEI Nº 2.655, de 02 de julho de 1998.

LEI N 9.427, de 26 de dezembro 1996.

LEI Nº 9.478, de 06 de agosto de 1997.

LEI Nº 3.782, de 22 de julho de 1960.

LEI Nº 10.847, de 15 de março de 2004.

LEI Nº 10.848, de 15 de março de 2004.

LEI Nº 10.762, de 11 de novembro de 2003.

MIGUEL, A.R.F. **Análise do potencial eólico para geração de energia elétrica usando dados em microescala de estações climatológicas no Estado de São Paulo**. 2004 [s/n]. Dissertação (Mestrado) – Universidade Estadual de Campinas. Campinas, 2004.

NASCIMENTO, M.H.L. **Impacto de Centrais Eólicas no Mercado de Energia Elétrica**. Dissertação (Mestrado) – Universidade Federal de Itajubá, 2005.

NELLIS, J. **Princípios de Economia para os negócios**. São Paulo: Futura, 2003.

REIS, L.B. **Energia Elétrica para o desenvolvimento sustentável**. 2. ed. São Paulo: Edusp, 2001.

SALLES, A.C.N. **Metodologias de Análise de Risco para Avaliação Financeira de Projetos de Geração Eólica**. Dissertação (Mestrado em Planejamento Energético) – Universidade Federal do Rio de Janeiro – COOPE/ UFRJ, 2004.

SILVA, N.F. **Fontes de Energia Renováveis Complementares na Expansão do Setor Elétrico Brasileiro: O Caso da Energia Eólica.** Dissertação (Doutorado em Planejamento Energético) – Universidade Federal do Rio de Janeiro - UFRJ, 2006.

SILVA, P.C. *et al.* – **Otimização dos Parâmetros da Distribuição de Weibull.** XV Congresso Brasileiro de Engenharia Mecânica – COBEM, Águas de Lindóia –SP, Novembro de 1999.

SIMIONI, C.A. **O uso de Energia Renovável Sustentável na Matriz Energética Brasileira:** obstáculos pra o planejamento e ampliação de políticas sustentáveis. Dissertação (Doutorado em Meio Ambiente) – Universidade Federal do Paraná - UFPR, 2006.

TOLMASQUIM, M.T. *et al.* **Alternativas Energéticas Sustentáveis no Brasil.** Rio de Janeiro: Relume Dumará, 2004.

TOLMASQUIM, M.T. **Fontes Renováveis de Energia no Brasil.** Rio de Janeiro: Interciência, 2003.

TOLMASQUIM, M.T. **Geração de Energia Elétrica no Brasil.** Rio de Janeiro: Interciência, 2005.

TOLMASQUIM, M.T. OLIVEIRA, R. G.; CAMPOS, A. F. **As Empresas do Setor Elétrico Brasileiro.** Rio de Janeiro: Cenergia, 2002.

SITES:

<http://www.aneel.gov.br>
<http://www.awea.org>
<http://www.bwea.com>
<http://www.canren.gc.ca>
<http://www.cataventosfortuna.com.br>
<http://www.enercon.de>
<http://www.eolica.org.br>
<http://www.mme.gov.br>
<http://www.windpower-monthly.com>
<http://www.wobben.com.br>
<http://www.vestas.com>