

LUIZ HENRIQUE TORRES DA COSTA

**Análise da viabilidade técnica e econômica de um parque eólico na
região nordeste do Brasil: estudo de caso**

Guaratinguetá/SP
2017

Luiz Henrique Torres da Costa

**Análise da viabilidade técnica e econômica de um parque eólico na
região nordeste do Brasil: estudo de caso**

Trabalho de Graduação apresentado ao Conselho de Curso de Graduação em Engenharia Mecânica da Faculdade de Engenharia do Campus de Guaratinguetá, Universidade Estadual Paulista, como parte dos requisitos para obtenção do diploma de Graduação em Engenharia Mecânica .

Orientador: Profº Dr. Francisco Alexandre de Oliveira

Guaratinguetá/SP
2017

C837a	Costa, Luiz Henrique Torres da Análise da Viabilidade Técnica e Econômica de um Parque Eólico na região Nordeste do Brasil: Estudo de Caso. / Luiz Henrique Torres da Costa – Guaratinguetá, 2018. 71 f : il. Bibliografia: f. 66-68 Trabalho de Graduação em Engenharia Mecânica – Universidade Estadual Paulista, Faculdade de Engenharia de Guaratinguetá, 2018. Orientador: Prof. Dr. Francisco Alexandre de oliveira 1. Energia eólica 2. Parque eólico 3. Viabilidade econômica I. Título CDU 620.91
-------	--

Ana Cristina Figueiredo Loureiro

Bibliotecária CRB 8/7094

UNIVERSIDADE ESTADUAL PAULISTA
"JÚLIO DE MESQUITA FILHO"
CAMPUS DE GUARATINGUETÁ

LUIZ HENRIQUE TORRES DA COSTA

ESTE TRABALHO DE GRADUAÇÃO FOI JULGADO ADEQUADO COMO PARTE DO
REQUISITO PARA A OBTENÇÃO DO DIPLOMA DE "GRADUADO EM ENGENHARIA
MECÂNICA "

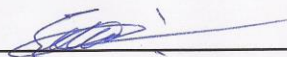
APROVADO EM SUA FORMA FINAL PELO CONSELHO DE CURSO DE GRADUAÇÃO EM
ENGENHARIA MECÂNICA

Profº Dr. MARCELO SAMPAIO MARTINS

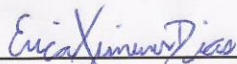
BANCA EXAMINADORA:



Profº Dr. Francisco Alexandre de Oliveira
Orientador/UNESP-FEG



Profº Me. Sérgio Tenório dos Santos Neto
FATEC/Guaratinguetá



Profª. Me Erica Ximenes Dias
UNESP-FEG

Dezembro , 2017

RESUMO

Este trabalho analisa a viabilidade econômica preliminar de implantação de uma Usina Eólica hipotética. Para tal, foram percorridas três etapas. A primeira delas visou à revisão bibliográfica desse tipo de empreendimento, além de um breve resumo dos principais aspectos do desenvolvimento do Setor Elétrico Brasileiro. Nessa etapa, foi exposto, de maneira geral, em que consiste uma usina eólica e como se posicionam no cenário energético, político e regulatório. Também foram descritas suas características técnicas de projeto e implantação e as ferramentas de finanças usadas para avaliar a viabilidade de um projeto, assim como os principais componentes estruturais de um cálculo financeiro. A segunda etapa debruçou-se sobre a metodologia aplicada para a modelagem financeira e econômica de uma pequena central hidrelétrica apresentada no capítulo como um estudo de caso prático, nessa etapa também foram assumidas as premissas energéticas do empreendimento, assim como as premissas macroeconômicas. Também foi demonstrado a estruturação do modelo e seus respectivos cálculos. Por fim, na terceira etapa, foram apresentados os resultados da modelagem e conclusões sobre decisões de investimentos e principais variáveis que afetaram o valor do projeto. A análise evidenciou a viabilidade de uma usina eólica no Brasil é grande, apresentando bastante atratividade para os investidores assim como para a economia pois atua em um setor de interesse estratégico do país. Acredita-se que esse trabalho pode contribuir de maneira satisfatória para um melhor entendimento do setor de investimentos em energia do país.

PALAVRAS-CHAVE: Energia eólica. Economia. Taxa interna de retorno. WACC.

ABSTRACT

This paper analyzes the preliminary economic feasibility of implementing a Wind Power Plant in Brazil. For this, three steps were followed. The first aimed to literature review of this type of project, as well as a brief summary of the main aspects of the development of the Brazilian Electric Sector. At this stage, it was explained, in general, that is a Wind Farm and how to position themselves in the energy, political and regulatory landscape. Its technical features and implementation project and finance tools used to assess the feasibility of a project, as well as the main structural components of a financial calculation have also been described. The second stage examined the methodology applied to the financial and economic modeling of a small hydroelectric power plant presented in the chapter as a case study, this stage were also assumed energy premises of the enterprise, as well as the macro economic assumptions. It was also shown the structure of the model and their calculation. Finally, the third stage, were presented the results of modeling and conclusions on investment decisions and the main variables that affect the value of the project. From the analysis, it was concluded that, on the site under study and the assumptions made, the implementation. The analysis showed the viability of a wind power plant in Brazil is great, presenting quite attractive to investors as well as to the economy because it operates in a sector of strategic interest of the country. It is believed that this work can contribute in a satisfactory way to a better understanding of the country's energy investment sector.

KEYWORDS: Wind power. Valuation. Economy. Internal rate of return. WACC.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Evolução da Matriz Energética no Mundo - Últimos 15 anos.....	11
Figura 2 - Capacidade Instalada do SIN dezembro de 2016	12
Figura 3 - Empreendimentos em construção e em construção não iniciada.....	12
Figura 4 - Capacidade Instalada Global 2001 - 2016	16
Figura 5 - Ranking dos maiores produtores de energia eólica em 2016.....	17
Figura 6 - Histórico de preço dos leilões de energia no Brasil.....	19
Figura 7 - Formação de Ventos.....	20
Figura 8 - Série temporal de velocidade do vento	21
Figura 9 - Histograma de frequência de ocorrência de velocidade de vento.....	22
Figura 10 - Distribuição de Weibull	23
Figura 11 - Custo Aerogerador	25
Figura 12 - Sistema Eólico	26
Figura 13 - Curva de Potência	27
Figura 14 - Indústria Eólica no Brasil	29
Figura 15 - Fluxograma de Atividades para implantação de uma usina eólica	30
Figura 16 - Distribuição de Probabilidades	33
Figura 17 - Fluxo dos Métodos	41
Figura 18 - Intempestividade.....	52
Figura 19 - Investimento	53
Figura 20 - Preço da Energia	53
Figura 21 - Acréscimo na TJLP.....	54
Figura 22 - Custo com O&M.....	55
Figura 23 - TUST	55
Figura 24 - Custo de Oportunidade	56
Figura 25 - Adicional de Risco.....	56
Figura 26 - Imagem do Modelo de Cálculo da TMA	59
Figura 27 - Resultado da Análise de Monte Carlo.....	62
Figura 28 - Sensibilidade das variáveis	63
Figura 29 - Variáveis de Entrada do Modelo.....	68
Figura 30 - Modelo (2016-2031).....	69
Figura 31 - Modelo (2031-2048).....	70
Figura 32 - Modelo (2048-2065).....	71

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Informações Operacionais	49
Tabela 2 – Datas Relevantes.....	49
Tabela 3 – Gastos e Tarifas	50
Tabela 4 – Contrato de Comercialização no Ambiente Regulado.....	50
Tabela 5 – Financiamento.....	51
Tabela 6 – Desembolso do Investimento - % em cada ano.....	51

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

TCC	Trabalho de Conclusão de Curso
UNESP	Universidade Estadual Paulista
ACL	Ambientes de Contração Livre
ACR	Ambientes de Contração Regulado
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CNPE	Conselho Nacional de Política e Energia
GD	Geração Distribuída
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
GSF	Generation Scaling Factor
IPCA	Índice de Preços ao Consumidor Amplo
MAE	Mercado Atacadista de Energia Elétrica
MRE	Mecanismo de Realocação de Energia
PCH	Pequena Central Hidrelétrica
PLD	Preço de Liquidação das Diferenças
SIN	Sistema Interligado Nacional
TEO	Tarifa de Energia Otimizada
TFSEE	Taxa de Fiscalização dos Serviços de Energia Elétrica
TIR	Taxa Interna de Retorno
TMA	Taxa Mínima de Atratividade
TJLP	Taxa de Juros de Longo Prazo
TUSD	Tarifa do Uso do Sistema de Distribuição
TUST	Tarifa do Uso do Sistema de Transmissão

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	10
1.1	JUSTIFICATIVA	11
1.2	OBJETIVO	13
1.3	CLASSIFICAÇÃO DA PESQUISA	13
2	REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	14
2.1	ENERGIA EÓLICA	14
2.1.1	Panorama Mundial.....	15
2.1.2	Panorama Brasileiro.....	17
2.2	ANÁLISE TÉCNICA	19
2.2.1	Mecanismo de Formação dos ventos.....	19
2.2.2	Energia Produzida	21
2.2.3	Tecnologia de Aerogeradores	24
2.2.3.1	Componentes de um Aerogerador	25
2.2.3.2	Estimativa da potência de saída.....	27
2.2.3.3	Indústria de Aerogeradores	28
2.2.4	Fluxograma de Atividades e Etapas.....	29
2.2.4.1	Atlas.....	30
2.2.4.2	Arrendamento de Terras.....	30
2.2.4.3	Instalações anemométricas	30
2.2.4.4	Coleta e Análise de Dados	31
2.2.4.5	Micrositing	31
2.2.4.6	Estimativa de Geração	32
2.2.4.7	Garantia Física	32
2.2.4.8	Projeto Básico.....	33
2.2.4.9	Licença Ambiental	34
2.2.4.10	Regulatório	34
2.3	ANÁLISE ECONÔMICA	35
2.3.1	Período de Payback	35
2.3.2	VPL	35
2.3.2.1	Custo de Capital Próprio.....	36
2.3.2.2	WACC.....	37
2.3.3	TIR	38

2.3.4	Fluxo de Caixa Livre	39
3	MÉTODO DE PESQUISA.....	41
4	ESTUDO DE CASO	43
4.1	DEFINIÇÃO DO EMPREENDIMENTO	43
4.2	ANÁLISE FINANCEIRA	47
4.2.1	Análise de Sensibilidade	48
4.2.2	Introdução à modelagem teórica	48
4.2.2.1	Informações Operacionais e Despesas Gerais	49
4.2.2.2	Receitas, Investimento e Financiamento	50
4.2.3	Estruturação do Modelo.....	51
4.2.4	Definição de Pressupostos	52
4.2.4.1	Receita	56
4.2.4.2	Custos e Despesas.....	57
4.2.4.3	Taxa de desconto (TMA)	57
4.2.4.4	EBITDA.....	59
4.2.4.5	Investimento	59
4.2.4.6	Estruturação Financeira	60
4.2.4.7	Fluxo de Caixa.....	60
4.2.4.8	Valor Presente	61
4.2.4.9	Valor Presente Líquido e Taxa de Retorno	61
4.3	RESULTADOS	61
5	CONCLUSÃO.....	64
	REFERÊNCIAS.....	66
	APÊNDICE A – VARIÁVEIS DE ENTRADA DO MODELO.....	68
	APÊNDICE B – MODELO DO FLUXO DE CAIXA.....	79

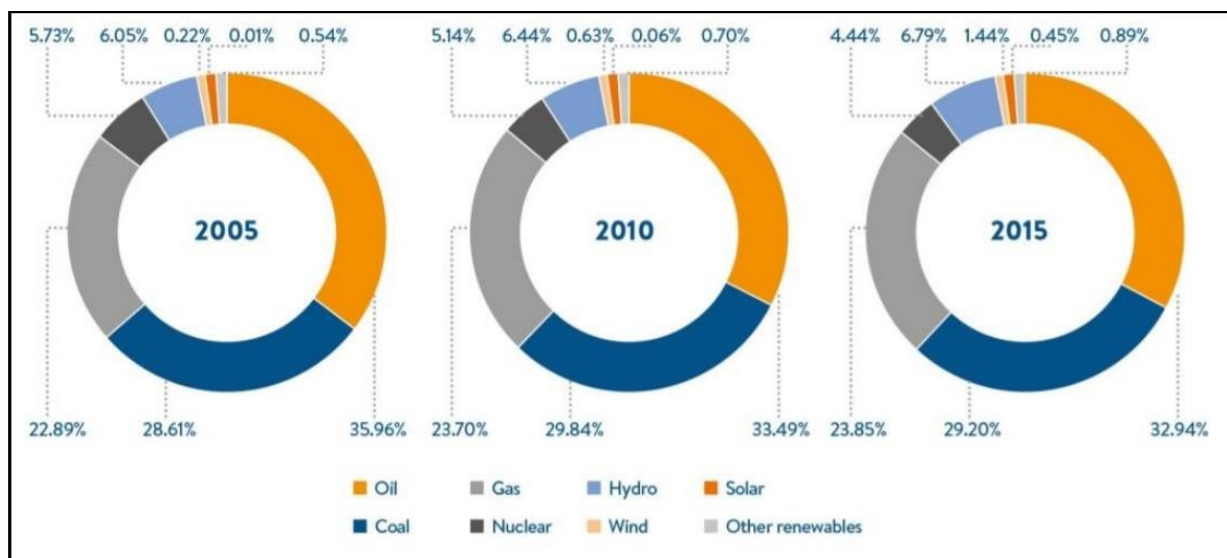
1 INTRODUÇÃO

A necessidade crescente da busca de novas fontes de energia, impulsionada pela mitigação dos impactos ambientais ocasionados pelo mau e excessivo uso das matrizes energéticas convencionais, fez com que a humanidade se visse obrigada a explorar outras fontes de energia que até então eram consideradas de baixa relevância ou de baixa abrangência para atender as necessidades do consumo do crescimento humano.

De acordo com (DINIZ; BERMANN, 2012), a Conferência das Nações Unidas de 1972, foi o grande primeiro marco para uma mudança de postura da sociedade em relação aos impactos ao meio ambiente ocasionados pelo uso irracional dos recursos naturais. Em 1992, no Rio de Janeiro, a Conferência das Nações sobre o Meio-Ambiente e Desenvolvimento (CNUMAD) ocorreu um novo debate e estabelecimentos de diretrizes para a resolução de diversos problemas ambientais. Em dezembro de 1997, foi aprovado o Protocolo de Quito, que se caracterizou como o primeiro tratado que fixou metas quantitativas para a redução e emissão de gases nocivos além da criação de três importantes mecanismos para a sua implementação, que entrou em vigor somente em 2005.

Em face disso, nas últimas décadas, tem se mostrado cada vez mais presente o uso de fontes eólicas como alternativa às fontes térmicas, nucleares ou hídricas, tanto pela sua maturidade tecnológica quanto pela sua competitividade econômica. O que fica evidente quando nos deparamos com os dados dos últimos 15 anos a respeito das matrizes energéticas utilizadas no mundo, Figura 1. Percentualmente, a matriz eólica foi a que mais cresceu nos últimos 15 anos dentre todas as renováveis, isso evidencia a importância do tema assim como a importância deste trabalho.

Figura 1 – Evolução da Matriz Energética no Mundo - Últimos 15 anos



Fonte: Conference; Council; Rohstoffe (2016).

Diante do exposto o presente trabalho abordará como um empreendimento de energia eólica pode ser analisado no ponto de vista econômico afim de se obter um indicativo de como um investidor analisaria a possibilidade de apostar nessa tecnologia. Será elaborado um estudo baseado em um empreendimento hipotético localizado no estado do Maranhão, na região Nordeste, onde serão considerados os parâmetros técnicos essenciais para a elaboração eficaz de um modelo econômico do projeto

1.1 JUSTIFICATIVA

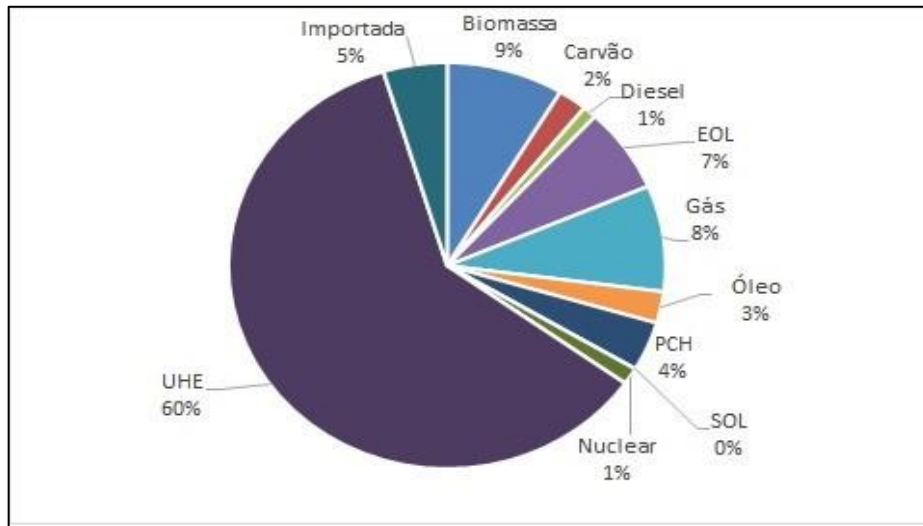
No atual cenário político e econômico do país o investimento em uma matriz energética limpa representa um grande benefício para o investidor, uma vez que esse tipo de matriz oferece diversos benefícios fiscais além de receber incentivos por parte do governo. Aliado a isso temos a questão ambiental tratada nos tópicos anteriores, que vem sendo algo em voga atualmente.

Diante desses fatos o investimento nacional em energia eólica tem se mostrado uma excelente solução. Atualmente o país já consegue produzir grande parte dos componentes necessários para a fabricação de um aerogerador além do fato desse tipo de empreendimento ser bem conhecido pelas grandes empreiteiras nacionais.

Por meio de estudos divulgados pela EPE atualmente o Brasil possui cerca de 7% da sua energia elétrica suprida por fontes eólicas, como mostrado na Figura 2. A previsão é que para

2026 esse percentual seja de 12% (ANEEL, 2016). Ou seja, existirão investimentos maciços no setor e a expectativa é que a fonte eólica se torne a principal fonte de abastecimento no Nordeste.

Figura 2 – Capacidade Instalada do SIN dezembro de 2016

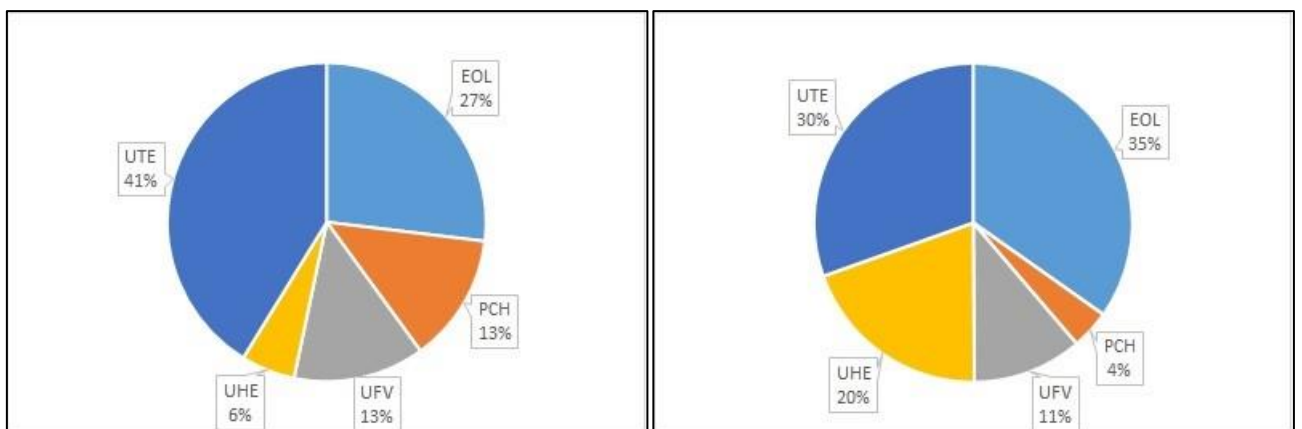


Fonte: ANEEL (2016).

Na Figura 3 vemos também que a energia eólica é a que possui maior potencial de crescimento uma vez que 30% dos parques de energia em construção são eólicos e dos parques que possuem outorga, mas não iniciaram a construção ela representa 26,86% perdendo apenas para as fontes térmicas, que representam 41,03%.

Figura 3 – Empreendimentos em construção e em construção não iniciada

(a) Empreendimentos em Construção não iniciada (b) Empreendimentos em Construção



Fonte: ANEEL (2016).

Diante do exposto temos que o cenário para a energia eólica no mercado nacional se mostra muito favorável, aliado com o fato da tecnologia conciliar diversos pontos positivos para o crescimento sustentável do país, esses foram os principais pontos que motivaram a elaboração desse trabalho.

1.2 OBJETIVO

O objetivo principal é avaliar a viabilidade técnica e financeira para a implantação de um parque eólico envolvendo a definição da melhor localidade para a obtenção de ventos que atendam uma demanda energética satisfatória.

1.3 CLASSIFICAÇÃO DA PESQUISA

Para a análise técnica o trabalho se baseou na sequência de análises, que envolvem a definição da melhor localidade para a obtenção de ventos que atendam uma demanda energética satisfatória.

- Análise de vento regional
- Definição de terras - escolha local
- Definição da potência instalada ótima
- Seleção dos tipos de aerogeradores
- Definição da energia líquida (Garantia Física e perdas)

Os tópicos descritos serão abordados de modo breve uma vez que o foco principal do trabalho é a análise econômica do projeto, que será estruturado da seguinte forma:

- Definição do tipo de análise
- Definição das premissas, baseadas na análise técnica e no tipo de financiamento
- Cálculo do Custo de Capital aplicado
- Avaliação da faixa de VPL obtida por meio da simulação de Monte Carlo

2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

2.1 ENERGIA EÓLICA

A tecnologia de transformação da energia cinética do vento em energia mecânica útil tem sido aplicada pelo homem desde a antiguidade. A energia eólica é, juntamente com a energia hidráulica por roda d'água, a mais antiga fonte de energia aplicada pela humanidade. Existe evidência sólida histórica que a energia do vento tem sido utilizada dessa forma durante pelo menos mil anos.

O uso de energia eólica tem sua origem no oriente pelas civilizações da China, Tibete, Índia, Afeganistão e Pérsia, com data bastante incerta. Foi relatado que o imperador babilônico Hamurabi planejava usar turbinas eólicas para irrigação no século XVII a.C. Com mais sólida evidência, os persas usaram turbinas eólicas extensivamente por meio do século VII d.C. — era uma máquina de eixo vertical com velas montadas radialmente. Da Ásia, a utilização da energia eólica se espalhou pela Europa. Moinhos de vento foram utilizados no século XI ou XII na Inglaterra, aproveitando-se de forças de sustentação. O primeiro registro de turbina eólica inglesa data de 1191. A primeira turbina eólica para moagem foi construída na Holanda em 1439 (AMARANTE et al., 2001).

Em 1600, a turbina eólica mais comum era o moinho de vento. A palavra moinho se refere à operação de trituração ou moagem de grãos, tão comum que todas as turbinas eólicas eram frequentemente chamadas de moinhos de vento, mesmo quando aplicadas a alguma outra função. É interessante notar que as pás de muitos dos moinhos holandeses são “torcidas” e “afuniladas” da mesma maneira como os rotores modernos, visando otimizar os parâmetros aerodinâmicos necessários para a máxima eficiência, indicando, já naquela época, engenharia de boa qualidade aerodinâmica.

Em meados de 1800 sentiu-se a necessidade de desenvolver uma turbina de menores dimensões, para bombear água. O Oeste americano estava sendo povoado e havia vastas e boas áreas de pastagem, com nenhuma água de superfície, mas com ampla reserva de águas subterrâneas a poucos metros abaixo da superfície. Nesse contexto foi desenvolvida a turbina eólica conhecida como múltiplas americana, com alto torque de partida e eficiência adequada para bombear água. Estima-se que 6,5 milhões de unidades foram construídas nos Estados Unidos entre 1880 e 1930 (AMARANTE et al., 2001).

Muitas delas ainda operam satisfatoriamente. Com a introdução da máquina a vapor no século XVIII, o mundo mudou gradualmente a sua demanda por energia de técnicas e

máquinas baseadas em processos termodinâmicos, especialmente com a introdução de combustíveis fósseis (carvão, petróleo e gás).

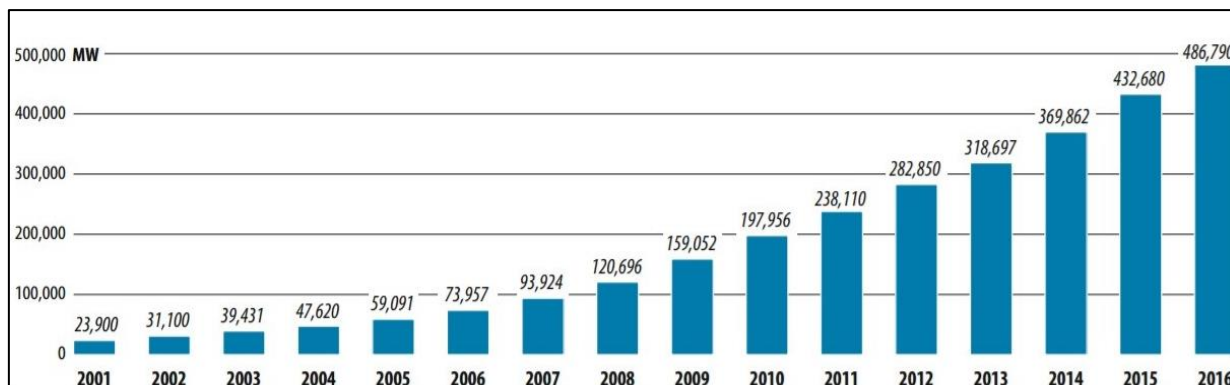
Embora a importância da energia eólica como uma fonte de energia diminuiu durante o século XIX, a pesquisa em construção de turbinas eólicas continuou em maior escala. Cientistas e empreendedores continuaram a projetar e construir aerogeradores, para fins de produção de eletricidade. A Dinamarca foi o primeiro país a usar o vento para gerar eletricidade. Em 1890, os dinamarqueses utilizavam um aerogerador de 23 metros de diâmetro; e, em 1910, várias centenas de unidades com capacidade de 5 kW a 25 kW estavam em operação (FADIGAS, 2011). O desenvolvimento de novos materiais e os avanços tecnológicos marcam o início da nova era da energia eólica em 1970. Materiais compósitos como fibra de vidro, mostraram-se muito adequados às pás. O aerogerador passou a ser controlado por sistemas eletrônicos.

No final dos anos 1990 e inícios dos anos 2000 o mercado se diversificou mais pelo mundo, saindo do binômio EUA-Europa, surgindo instalações e fabricantes na Ásia (principalmente Índia e China) e de forma embrionária na América Latina e África. A partir do meio da década de 2000 a energia eólica já estava espalhada pelo mundo todo, chegando à década de 2010 como uma energia renovável de relevante contribuição para a redução de emissões de gases de efeito estufa de forma competitiva (TOLMASQUIM, 2016).

2.1.1 Panorama Mundial

O aproveitamento da energia eólica para geração elétrica tem crescido exponencialmente no mundo nos últimos anos, como ilustrado pela Figura 4. A maior parte dos parques eólicos está instalada em terra (onshore), porém vários parques têm sido implantados no mar (offshore), devido à diminuição de locais apropriados em terra para novos empreendimentos (notadamente na Europa) e pelo bom potencial, apesar de apresentarem maiores custos.

Figura 4 – Capacidade Instalada Global 2001 - 2016

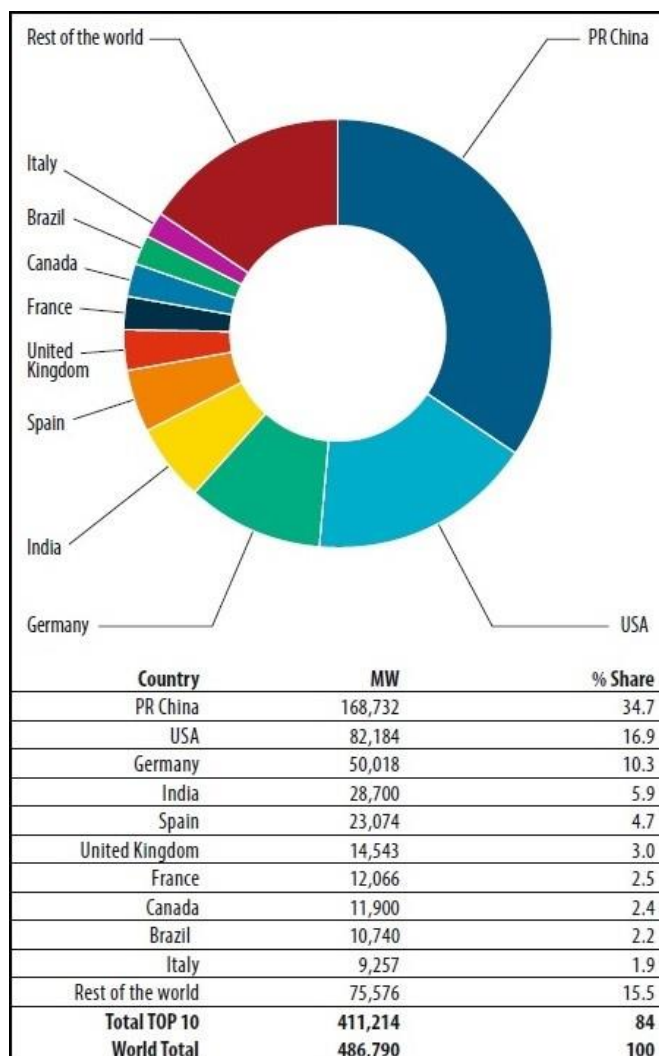


Fonte: Council (2016).

A despeito do expressivo crescimento da capacidade instalada, a fonte eólica é responsável somente por uma pequena parte da energia elétrica produzida no mundo, cerca de 7% do total gerado em 2015. Contudo, esses números podem variar de acordo com o país em questão. A Dinamarca, por exemplo, foi capaz de suprir 38% da sua demanda de eletricidade em 2016 com energia proveniente do vento. Dentre os países que possuem maior produção de energia eólica cabe uma ressalva para China que vem mostrando como é possível diversificar sua matriz energética afim de atender a demanda nacional.

Os maiores produtores são mostrados na Figura 5, mostrada abaixo.

Figura 5 – Ranking dos maiores produtores de energia eólica em 2016



Fonte: Council (2016).

2.1.2 Panorama Brasileiro

O Brasil possui um passado recente quando diz respeito ao emprego da energia eólica como matriz energética. O primeiro incentivo à fonte eólica ocorreu durante a crise energética de 2001, quando se tentou incentivar a contratação de geração de energia eólica no país, até então insignificante, por meio do Programa Emergencial de Energia Eólica (PROEÓLICA) (ANEEL, 2016). O programa tinha como objetivo a contratação de 1.050 MW de projetos de energia eólica até dezembro de 2003, contudo, não obteve resultados.

Em 2002 o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA), instituído pela Lei nº 10.438/2002, entrou em vigor com o objetivo da diversificação da matriz energética brasileira, promover a segurança no abastecimento, a

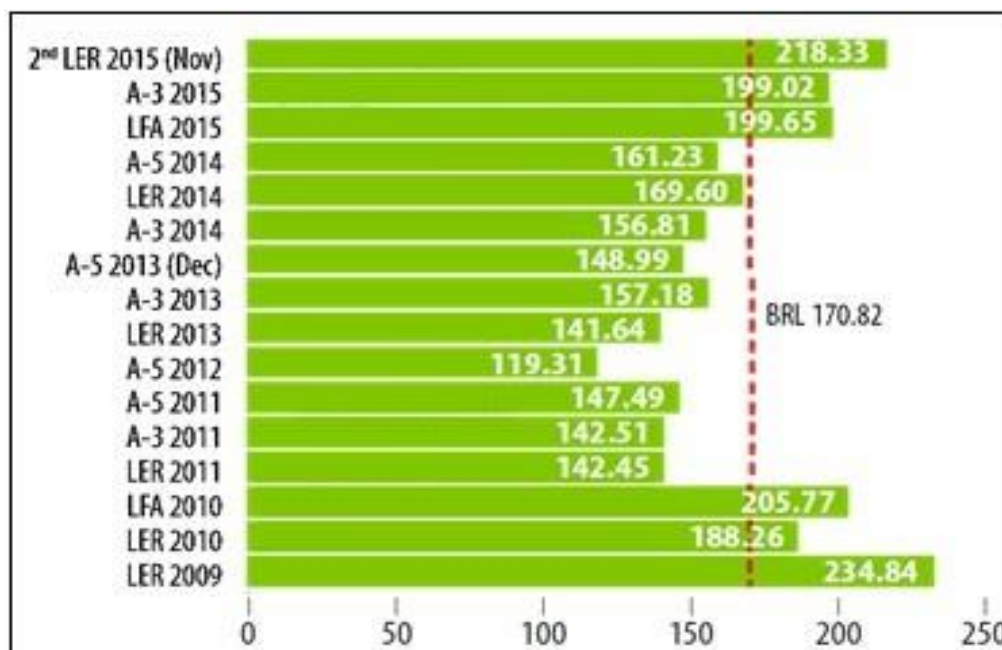
valorização das características e potencialidades regionais e locais, além da criação de empregos, capacitação e formação de mão-de-obra e redução de emissão de gases de efeito estufa.

Após o PROINFA, a primeira tentativa da fonte eólica para continuar a se inserir foi por meio do Leilão de Fontes Alternativas de 2007, onde foram habilitados 9 empreendimentos somando 939 MW. Contudo, a fonte não obteve contratação até um leilão exclusivo ocorrido em dezembro de 2009 (Leilão de Energia de Reserva - LER). Nesse leilão foram habilitados 339 empreendimentos, totalizando 10.005 MW, sendo contratados 1.805 MW de 71 empreendimentos ao valor médio da época de 148,39 R\$/MWh (ANEEL, 2016).

O sucesso da energia eólica se confirma pela contratação de 14.626 MW no ambiente regulado entre 2009 e 2015. Tal sucesso pode ser atribuído à competitividade da fonte eólica que, dado seu relativo baixo custo nos leilões, vem garantindo tanto uma indicação de montante mínimo a ser contratado pelo governo, quanto sua efetiva contratação. Essa competitividade foi fruto de um conjunto de fatores como a qualidade do recurso eólico em determinadas regiões do país e a sinalização, nos planos decenais de expansão de energia, de continuidade de leilões mantendo perspectiva para a expansão da energia eólica, que também acabou por criar um mercado interno. Percebe-se uma retroalimentação positiva nesse processo, onde a indicação do planejamento para inclusão do recurso eólico na matriz ganha força dado o valor que a fonte vem apresentando nos leilões.

O último ano, de 2016, representou um novo marco na energia eólica no Brasil onde foram atingidos 10,74 GW de capacidade instalada, representando 70 bilhões de reais investidos empregando cerca de 160 mil de profissionais gerando energia suficiente para abastecer 70 milhões de residências e evitando 16 milhões de tonelada de CO₂ sejam despejados na atmosfera a cada ano (COUNCIL, 2016), como mostrado na Figura 6.

Figura 6 – Histórico de preço dos leilões de energia no Brasil



Fonte: Adaptado de Council (2016).

2.2 ANÁLISE TÉCNICA

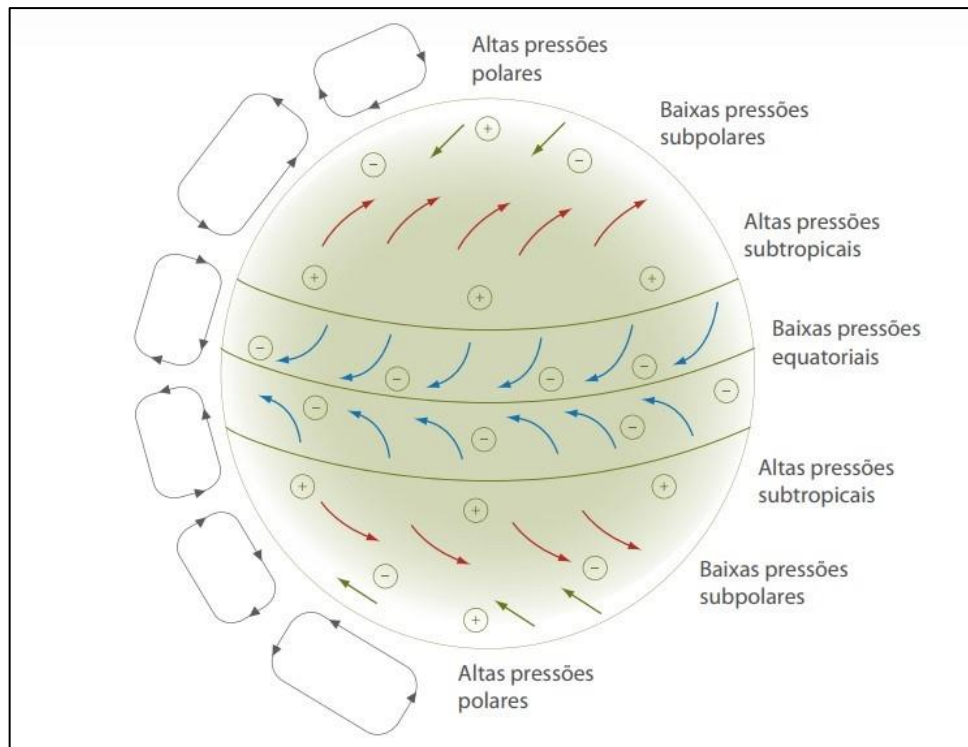
2.2.1 Mecanismo de Formação dos ventos

Segundo (FADIGAS, 2011) o movimento das massas de ar na atmosfera é percebido como ventos e a sua formação têm como causas o aquecimento e a rotação da Terra e a influência de efeitos térmicos. A energia dos ventos é uma forma indireta de energia resultante do aquecimento desigual da superfície terrestre, visto que com esse processo de aquecimento desigual geram-se zonas de alta e baixa pressão, responsáveis pelo deslocamento de ar. (DUTRA, 2012).

A radiação solar também induz a formação dos ventos, o que permite a circulação atmosférica em larga escala por todo o planeta. A não uniformidade no aquecimento da atmosfera deve ser creditada, entre outros fatores, à orientação dos raios solares e aos movimentos da Terra.

As regiões tropicais, que recebem os raios solares quase que perpendicularmente, são mais aquecidas do que as regiões polares. Consequentemente, o ar quente que se encontra nas baixas altitudes das regiões tropicais tende a subir, sendo substituído por uma massa de ar mais frio que se desloca das regiões polares. O deslocamento de massas de ar determina a formação dos ventos, como ilustrado na Figura 7.

Figura 7 – Formação de Ventos



Fonte: Fadigas (2011).

Em grande escala, uma circulação das massas de ar pode ser notada em diferentes latitudes e é ciclicamente influenciada pelas estações do ano. Em menor escala, há um aquecimento desigual entre o continente e o oceano, com a consequente formação das brisas de mar e terra com frequência diária. O perfil e a irregularidade da superfície da terra, do mar ou do continente afetam significativamente o vento e as suas características locais.

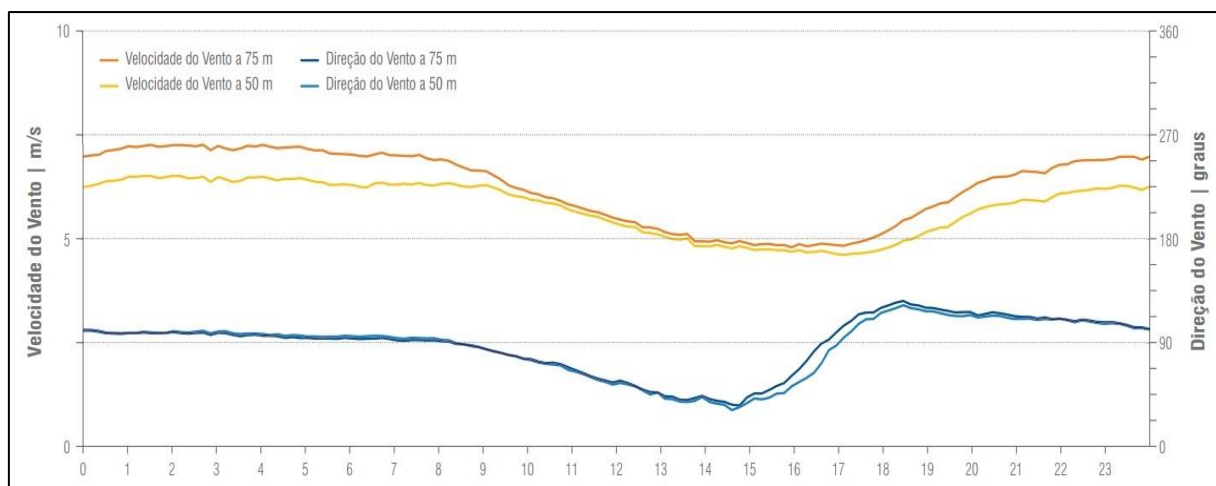
De fato, o vento sopra com maior intensidade em superfícies grandes e planas, tal como o mar. Além disso, o vento fica mais forte no topo de aclives ou em vales orientados paralelamente à direção do vento predominante, ao passo que retarda em superfícies irregulares, tais como cidades ou florestas. Sua velocidade em relação à altura acima do solo também é influenciada pelas condições de estabilidade atmosférica.

O conhecimento do comportamento dos ventos não serve somente para se estimar o nível de geração de um parque eólico como também para que as fabricantes de turbinas eólicas possam aperfeiçoar as turbinas para os mais variados locais que serão implantados os parques eólicos, visando dotar o sistema de maior eficiência para o aproveitamento da energia contida no vento.

2.2.2 Energia Produzida

Tendo como objetivo analisar o vento afim de se explorar todo seu potencial energético são realizadas medições por meio de aparelhos denominados Datalogger faz-se necessário para que criem as chamadas “Séries Temporais” (Conjunto de observações realizadas em momentos diferentes de tempo, estando sujeitas a variações aleatórias) com o objetivo de explicar o comportamento aleatório do vento, como exemplificado na Figura 8 que mostra uma série temporal fornecida por um DATALOGGER localizado no estado de São Paulo.

Figura 8 – Série temporal de velocidade do vento



Fonte: Fadigas (2011).

As variações do vento podem ter oscilações rápidas, diárias, sazonais e interanuais que são de extrema importância para o estudo de viabilidade de implantação do parque eólico no local estudado e a estimativa de geração no local.

Segundo (LEITE, 2005) as variações diárias e sazonais são importantes para uma estimativa do suprimento da demanda de um sistema elétrico. Como exemplo, sabendo-se que na maioria das vezes a velocidade do vento é maior durante o dia que durante a noite, se o pico de carga do sistema ocorrer durante o dia, ele pode ser suprido tanto pelas usinas convencionais, desempenhando o papel de geração de base, quanto pelas usinas eólicas existentes, desempenhando o papel de geração de ponta. Por outro lado, se os ventos não são tão fortes durante o dia, a implantação de uma usina eólica neste sistema não seria interessante. A variação anual de velocidade de vento também é importante para estudos de viabilidade de implantação de usinas eólicas porque fornece um conhecimento do regime

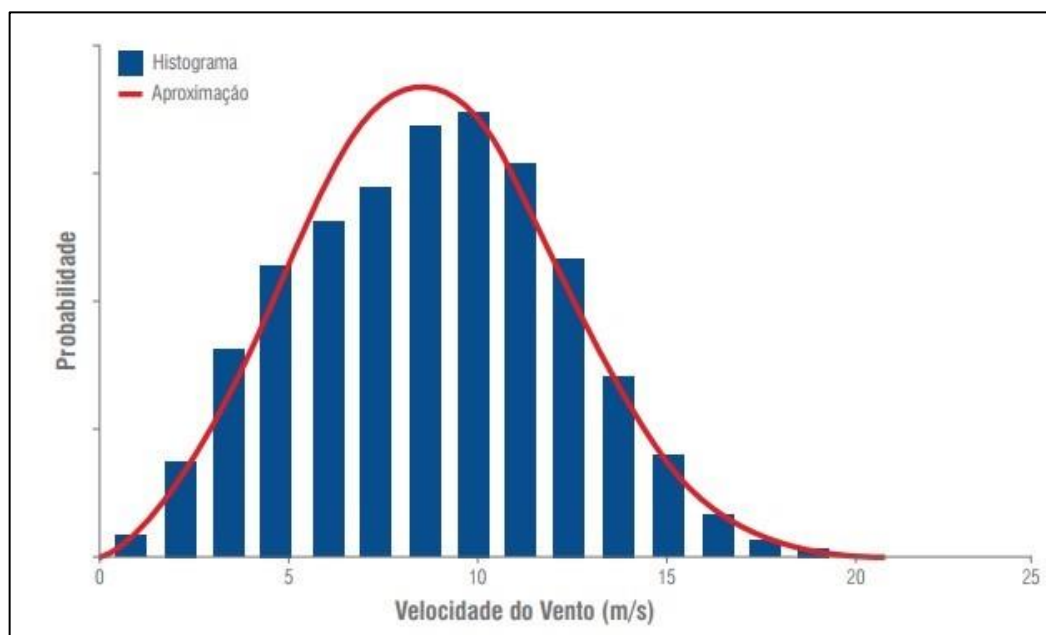
local dos ventos, embora a variação encontrada neste caso seja bem menor do que a variação sazonal.

À medida que a necessidade por grandes bancos de dados é clara, seu manuseio torna-se difícil, levando à utilização de métodos probabilísticos para representar os fenômenos detectados pela coleta de dados, mantendo esse fenômeno o mais fiel possível. Como dito anteriormente, o vento possui um comportamento aleatório, assim, utiliza-se os métodos estatísticos para que as incertezas contidas na aleatoriedade do vento, seja modelada para que os fenômenos possam ser, futuramente, previstos e estimados.

Para isso, algumas ferramentas matemáticas são necessárias como a média, mediana, variância e desvio padrão. Além disso, como se trata de um grande número de dados, outra ferramenta se faz necessária e consiste em agrupar dados em intervalos, permitindo a visualização da frequência de ocorrência das medidas desejadas.

Portanto, um gráfico importante para tal análise é o histograma, como mostrado na figura Figura 9.

Figura 9 – Histograma de frequência de ocorrência de velocidade de vento



Fonte: Paulo (2012).

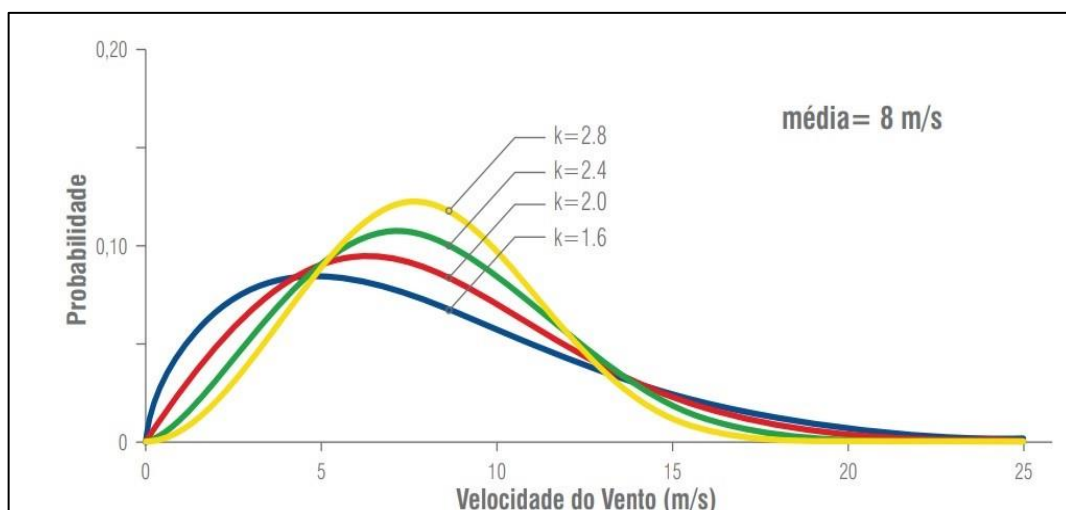
A distribuição de frequência de ocorrência da velocidade do vento para determinado local é geralmente descrita usando a função de distribuição estatística de Weibull, uma vez que esta, por ser assimétrica, se aproxima bem ao histograma de dados de vento na maioria

dos casos reais. Segundo (JUSTUS et al., 1978) a distribuição de Weibull é definida pela equação 1

$$f(v) = \frac{k}{c} \left(\frac{v}{c}\right)^{k-1} \exp \left[- \left(\frac{v}{c}\right)^k \right] \quad (1)$$

onde v é a velocidade e k e c são parâmetros que definem a curva da distribuição de Weibull. O parâmetro de escala c , expresso em metros por segundo, é extremamente ligado à velocidade média. O fator de forma adimensional k representa fisicamente a “dispersão” dos valores de velocidade em torno da velocidade média — em especial, quanto maior o valor de k , menor a dispersão em torno do valor médio. A figura Figura 10 segue o exemplo de como a variação nos parâmetros modifica a curva

Figura 10 – Distribuição de Weibull



Fonte: Paulo (2012).

A distribuição de Weibull contém as propriedades estatísticas da série temporal de velocidade de vento. Uma forma prática e rápida de calcular a produção de energia de um aerogerador é utilizar a distribuição de Weibull da velocidade do vento no local de instalação e a curva de potência do aerogerador, que é a relação entre a potência elétrica produzida pelo aerogerador e a velocidade do vento incidente na altura do eixo da turbina eólica. A estimativa correta dos parâmetros de escala e forma de Weibull possibilita fazer uma avaliação da energia gerada com menores incertezas. O cálculo da produção anual de energia elétrica de um aerogerador é realizado por meio da equação 2.

$$E = 8760 \int_0^{\infty} P(v)f(v)dv \quad (2)$$

onde:

$P(v)$ - Potência gerada de acordo com o aerogerador $f(v)$ - Frequência de probabilidade da distribuição de Weibull

Existe uma regra que dá a potência gerada pelos cata-ventos e turbinas de vento. É importante ressaltar que esta regra é teórica e, na prática, não conseguimos converter toda essa potência (teórica) em potência útil. Em condições ideais o valor máximo teórico da energia contida no fluxo de ar que pode ser extraída por uma turbina eólica é de aproximadamente 59,3%; a esse percentual dá-se o nome de coeficiente de potência (C_p). Sob condições reais, o coeficiente de potência alcança não mais do que 50%, porque inclui todas as perdas aerodinâmicas do aerogerador. A potência é equacionada e apresentada na equação 3.

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

onde:

η - Eficiência do conjunto gerador/transmissão C_p - Coeficiente aerodinâmico da potência do rotor ρ - Densidade do ar A - área varrida pelo rotor

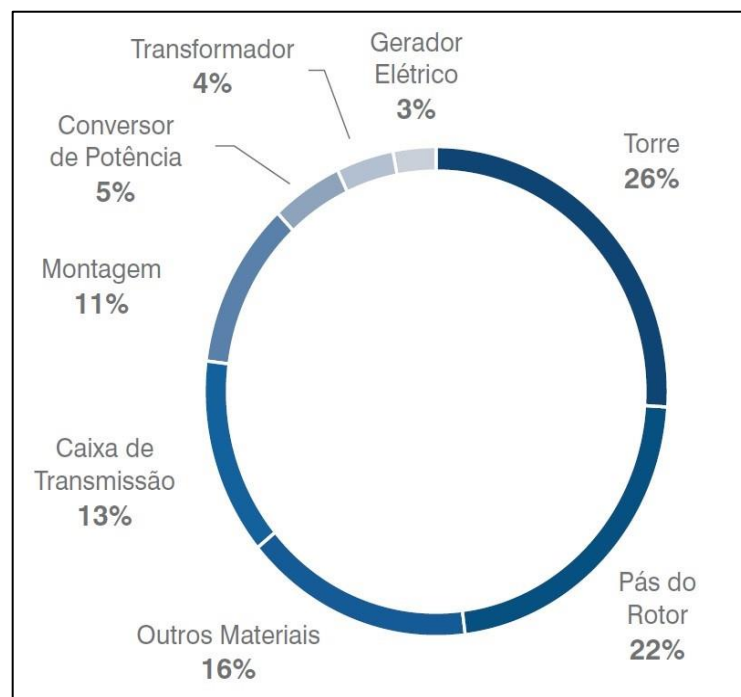
2.2.3 Tecnologia de Aerogeradores

O avanço tecnológico de aerogeradores é um dos principais responsáveis pelo aumento de competitividade e inserção crescente da energia eólica na matriz energética mundial. A tecnologia eólica moderna está disponível para sítios com características das mais diversas: velocidades de vento de moderadas ou altas; climas quentes e árticos; dunas, desertos, instalações marítimas. A avançada tecnologia também contribui para que centrais eólicas operem com alta disponibilidade (>97%) (PAULO, 2012) e baixo impacto ambiental. No início do milênio, um crescimento cada vez maior no tamanho da turbina foi tendência da indústria eólica em geral.

Diversos fatores motivaram esse crescimento, tais como relação mais favorável de custo por energia gerada de uma turbina eólica, melhor utilização do terreno de um sítio, menor custo de manutenção por potência instalada, entre outros. Nos últimos anos, embora ainda exista interesse em aerogeradores gigantes para o mercado offshore, houve um nivelamento do tamanho das máquinas eólicas em função do principal mercado, que são as instalações em terra com potência nominal entre 1,5 MW a 3 MW. A extensão do conceito atual de turbinas eólicas para tamanhos acima de 5 MW apresenta desafios consideráveis tanto do ponto de vista econômico quanto de engenharia.

De acordo com (MARTINS, 2013) cerca de 80% do custo de um parque eólico é proveniente da aquisição de aerogeradores que é o principal componente de um parque. Na Figura 11 temos como é a composição de custos de um aerogerador.

Figura 11 – Custo Aerogerador

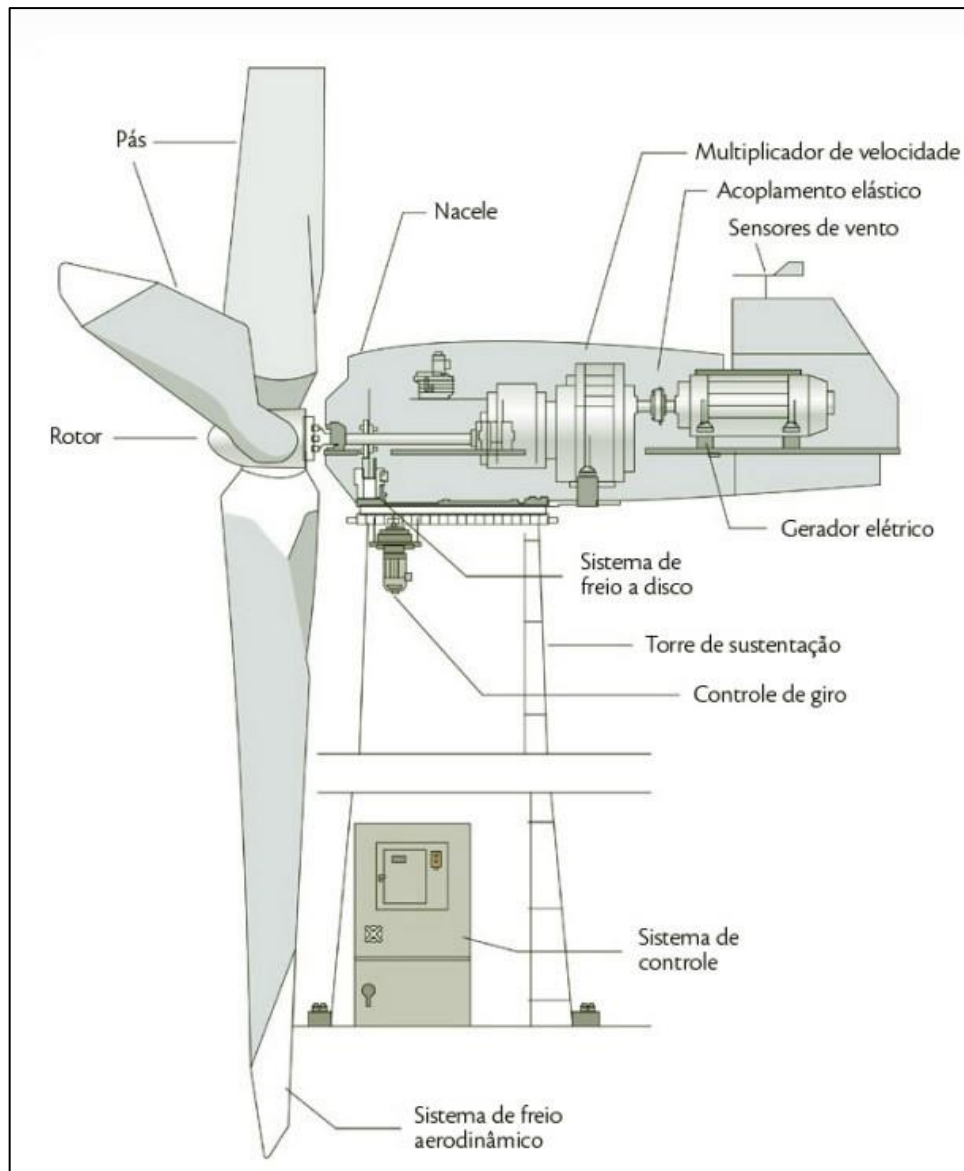


Fonte: Paulo (2012).

2.2.3.1 Componentes de um Aerogerador

Hoje em dia, o design mais comum de aerogeradores é o tipo que vem mais sendo utilizado, é o tipo com eixo horizontal, conhecido como (HAWT - horizontal axis wind turbine). Ou seja, o eixo de rotação é paralelo ao solo. Apresenta-se nesse tópico os principais componentes mostrados na Figura 12.

Figura 12 – Sistema Eólico



Fonte: Paulo (2012).

- Rotor:

Dito como o componente mais crítico, este equipamento é responsável pelo desempenho geral da máquina, incluindo a captura de energia eólica e o controle da turbina (TOLMASQUIM, 2016)

- Transmissão e Caixa Multiplicadora:

responsável por transmitir a energia mecânica entregue pelo eixo do rotor até a carga. Alguns geradores não utilizam este componente; nesse caso, o eixo do rotor é acoplado diretamente à carga.

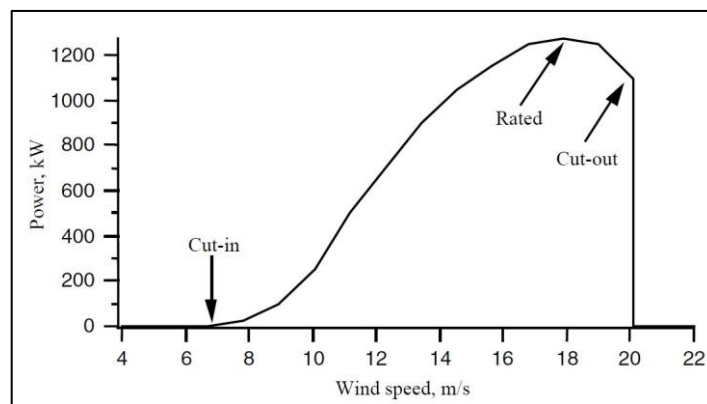
- Gerador Elétrico: responsável pela conversão da energia mecânica em energia elétrica.

- Mecanismo de Controle: responsável pela orientação do rotor, controle de velocidade, controle da carga etc.
- Transformador:
responsável pelo acoplamento elétrico entre o aerogerador e a rede elétrica.
- Torre: responsável por sustentar e posicionar o rotor na altura conveniente.

2.2.3.2 Estimativa da potência de saída

A potência de saída de uma turbina varia de acordo com a velocidade do vento e cada aerogerador tem uma curva característica de performance. Com tal curva é possível se prever a energia que será produzida por uma turbina sem considerar os detalhes técnicos dos seus diversos componentes. A curva de potência nos fornece a potência elétrica de saída em função da velocidade do vento na altura do rotor. Na Figura 13 temos um exemplo de uma curva de potência para um aerogerador hipotético.

Figura 13 – Curva de Potência



Fonte: Manwell; Mcgowan; Rogers (2010).

A performance de um aerogerador pode ser especificado por três pontos na escala de velocidade:

- Velocidade de Cut-in:

A velocidade mínima na qual o aerogerador vai produzir potência útil.

- Velocidade nominal:

Velocidade do vento que é especificada nominalmente atingindo assim a potência máxima possível.

- Velocidade de Cut-Out:

Maior velocidade de vento em que o aerogerador é liberado para gerar potência (Geralmente é limitada por questões de segurança) (MANWELL; MCGOWAN; ROGERS, 2010).

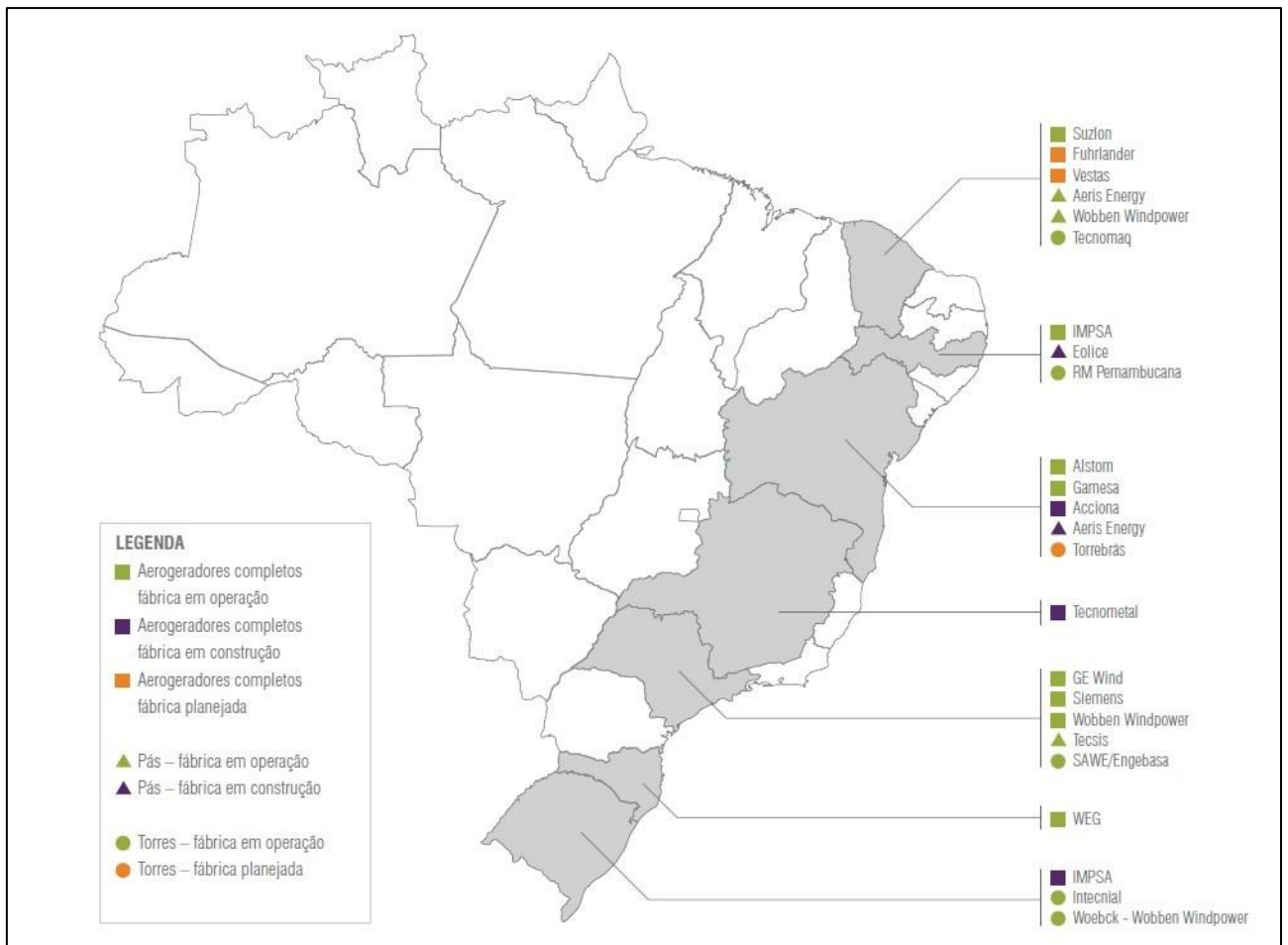
2.2.3.3 Indústria de Aerogeradores

Com as novas regras de financiamento do BNDES auxiliado do fato de uma melhora da economia e de um crescimento significativo do PIB a indústria que cerceia a fabricação de aerogeradores criou raízes significativas no Brasil se estabelecendo em diversas regiões do Brasil, como mostrado na Figura 14.

Dentre as condições de financiamento que o BNDES impõe temos que fabricação das torres no Brasil, com pelo menos 70% das chapas de aço feitas no país ou concreto armado de procedência nacional; fabricação das pás no Brasil em unidade própria ou de terceiros; montagem da nacelle (parte principal do aerogerador) no Brasil, em unidade própria; montagem do cubo (peça que envolve a nacelle) no Brasil, com fundido de procedência nacional¹

¹ Segundo publicado pelo BNDES no novo regulamento divulgado em 2013 ² Adquirida em 2015 pela GE

Figura 14 – Indústria Eólica no Brasil



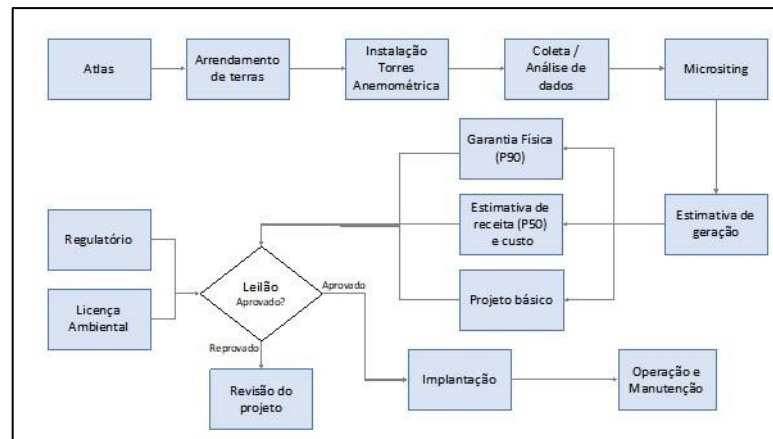
Fonte: Paulo (2012).

O mercado de aerogeradores no Brasil está sendo disputado principalmente pelos fabricantes Wobben/Enercon, Suzlon, IMPSA, GE, Vestas, Siemens, Alstom², Gamesa, Fuhrlander, Acciona e WEG/MTorres. Além dessas, várias outras empresas de componentes de aerogeradores já se instalaram no Brasil, com destaque para os fabricantes de pás e torres.

2.2.4 Fluxograma de Atividades e Etapas

A concepção de um parque eólico envolve a elaboração de diversos procedimentos que vão desde o estudo detalhado do regime de ventos do local até as etapas burocráticas regulatórias do enquadramento do projeto nas normas e padrões estabelecidos pela ANEEL. As principais etapas são mostradas na Figura 15:

Figura 15 – Fluxograma de Atividades para implantação de uma usina eólica



Fonte: Elaborado pelo autor

2.2.4.1 Atlas

Inicialmente, para sabermos a região de potencial eólico para implantação de um parque eólico, utiliza-se os Atlas que possuem velocidade média de vento, como visto na , rugosidade de terreno, entre outras características. Além dessas considerações iniciais, saber se a região de potencial eólico está próximo de alguma linha de transmissão ou de ponto de conexão também deve ser levado em consideração, caso contrário, a construção de uma linha de transmissão será necessária.

Determinando-se o local desejado para os estudos e coletas de dados iniciais, é necessário, primeiramente, o levantamento fundiário do local para que se possa arrendar as terras onde as torres anemométricas serão instalada.

2.2.4.2 Arrendamento de Terras

Muitas vezes o arrendamento de terras torna-se um processo trabalhoso devido às terras não regularizadas e cadastradas. Sendo assim, é de agrado por parte do proprietário que, devido ao interesse em suas terras, o interessado regularize suas terras perante a prefeitura.

Normalmente esse processo é trabalhoso devido ao grande número de propriedades com diferentes proprietários existentes, somado à burocracia para regulamentação das terras.

2.2.4.3 Instalações anemométricas

Com as terras regularizadas e contratos de arrendamento das terras assinados, a instalação das primeiras torres anemométricas é iniciada. A instalação das torres anemométricas são espaçadas de no máximo 2km e também próximas ao local desejado para a construção do parque, distribuídas em forma de triângulo para que, em pontos mais distantes do centro da torre, com o cruzamento de dados de duas torres anemométricas, haja uma medição mais confiável.

2.2.4.4 Coleta e Análise de Dados

São exigido, segundo os editais de leilões da ANEEL e resoluções para obtenção de outorga do

MME, no mínimo 3 anos de medições de ventos para validar que o local tenha condições de abrigar um projeto de energia eólica.

Além disso, uma certificadora não ligada à empresa interessada na implantação do parque eólico deve ser contratada a fim de se analisar os dados obtidos para que se comprove que os dados disponibilizados são confiáveis e que não há manipulação de dados para benefício próprio na venda de energia.

Com os dados disponibilizados à certificadora, a mesma utiliza dados de vento de anos anteriores, juntamente com os dados recebidos para a análise, e extrapola-se, no caso de medições de longo prazo (20 anos), para frente, a fim de se ter uma estimativa de velocidade média de vento.

2.2.4.5 Micrositing

Segundo (FADIGAS, 2011) depois de conhecidas as áreas potenciais com base nas medições realizadas e após a aplicação de técnicas extrapolação de velocidade a longo prazo, realiza-se o micrositing, ou seja, consiste em quantificar a variabilidade, em pequena escala, dos recursos eólicos no terreno de interesse.

O objetivo dessa etapa é de maximizar a energia total produzida em uma planta eólica a fim de diminuir o custo por megawatt-hora e assim, ser mais competitivo na venda de energia. Para isso, utiliza-se softwares como openWind, Windfarm, Windpro, entre outros, para que, com os dados de distribuição dos ventos combinados com as variações na velocidade do vento e com a topografia e o efeito da esteira dos aerogeradores, bem como outras informações, por

meio de técnicas de otimização, ajustar a melhor configuração de layout das turbinas no sítio (FADIGAS, 2011).

2.2.4.6 Estimativa de Geração

Como explicado anteriormente, a estimativa de geração é baseada nos dados de velocidade média do vento, ou seja, com o histograma de velocidade média dos ventos e a curva de potência, determina-se a energia bruta gerada pelo parque. Além disso utiliza-se também o mapa eólico gerado pelo software openWind para que se saiba qual a velocidade média do vento em um dado ponto em uma dada altura.

A partir do mapa eólico, utiliza-se curvas de potência de aerogeradores para que saibamos qual melhor aerogerador será comprado. A Figura 13 ilustra a curva de potência de um aerogerador qualquer. Porém, devido a perdas mecânicas, perdas aerodinâmicas e o efeito esteira, para se obter a energia líquida gerada pelo parque é necessário multiplicar-se a energia bruta obtida por um fator de perda obtendo-se assim, a energia que será utilizada para a obtenção da Garantia física do parque eólico.

2.2.4.7 Garantia Física

Segunda (VILLELA, 2016) a Garantia Física se baseia não apenas nos estudos referentes ao potencial de uma região, mas também são usados os valores de Energia Anual Certificada, sendo que para as chamadas Produções Certificadas Anuais P50, P75 e P90 há probabilidade de 50%, 75% e 90% de chance, respectivamente, de ser igual ou exceder esse montante de energia estipulado. O método utilizado para o cálculo do P90, a partir do P50 é dado pela equação (4)

$$P90 = P50 \cdot (1,28155 \cdot \sigma) \quad (4)$$

Sendo:

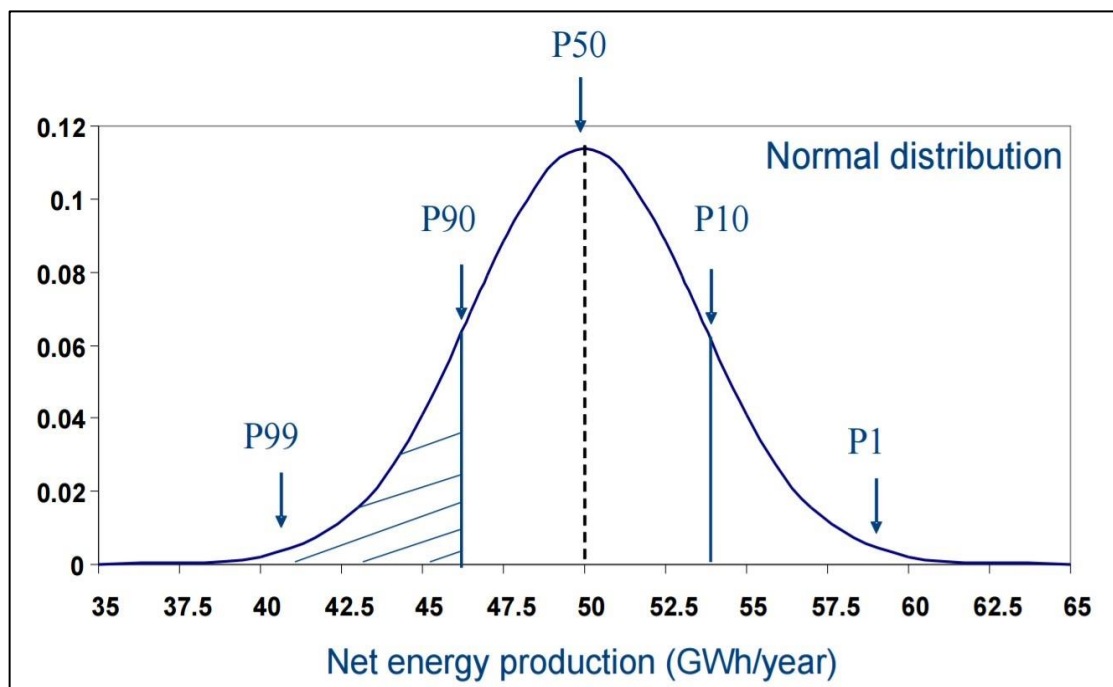
σ - Incerteza padrão;

P90 - Produção anual de energia certificada, MWh, referente ao valor de energia anual que é excedido com uma probabilidade de ocorrência igual ou maior a 90%;

P50 - Produção anual de energia certificada, referente ao valor de energia anual que excedido com uma probabilidade de ocorrência igual ou maior a 50%, para um período de 20 anos, em MWh/ano;

1,281555 - Variável padronizada da distribuição normal, considerando a probabilidade de ocorrência de 0,1; A Figura 16 nos mostra graficamente como funciona o P50 e P90.

Figura 16 – Distribuição de Probabilidades



Fonte: Tindal (2011).

2.2.4.8 Projeto Básico

Como visto no fluxograma da Figura 31, o Projeto Básico é projetado em paralelo com a determinação do P90 e P50, visto que para a estimativa de custo da obra é necessário saber onde cada aerogerador estará posicionado, onde as vias e plataformas estarão, se é necessário vias externas ao parque, ou seja, tudo que haverá no empreendimento em questão para assim, com o fechamento dos contratos de fornecedores, saber o CAPEX (expressão inglesa capital expenditure – despesas de capital ou investimento em bens de capital – e que designa o montante de dinheiro despendido na aquisição (ou introdução de melhorias) de bens de capital de uma determinada empresa) total da obra para a estimativa inicial do custo do empreendimento.

2.2.4.9 Licença Ambiental

Juntamente com todos os itens citados anteriormente, um estudo de impacto ambiental deve ser feito. Para isso existem dois relatórios possíveis:

- Relatório Ambiental Simplificado (RAS)
- Estudo de Impacto Ambiental / Relatório de Impacto Ambiental (EIA-RIMA)

Ambas as licenças são analisadas e emitidas pelo órgão ambiental responsável pelo estado onde o parque será implantado. Para se determinar qual estudo será realizado, o próprio órgão determina se o impacto gerado pelo empreendimento será grande (EIA-RIMA) ou pequeno (RAS). No caso desse trabalho, primeiramente emitiu-se o RAS e, para se evitar qualquer risco de paralisação de obra devido a questionamento do impacto ambiental, o EIA-RIMA será protocolado após o recebimento do RAS.

2.2.4.10 Regulatório

Como dito no início desse tópico, a determinação do local para se implantar o parque deve leva-se em consideração se existe proximidade de conexão com o Sistema Interligado Nacional (SIN). Para isso, deve-se pedir para o órgão responsável pela conexão (Eletronorte para este caso) o pedido de conexão com a rede e, a partir desse pedido, os empreendimentos que passarem para a segunda fase do processo terão acesso à conexão e se será necessário a construção de um Bay de conexão caso não houver “gate” para se conectar.

Assim, com o memorial descritivo do empreendimento, ficha de dados, licença ambiental, certificação de produção anual de energia e medição de vento, ART, qualificação da certificadora contratada, estudo e relatório de impacto ambiental, entre outros, dá-se entrada para o cadastramento do empreendimento para a venda de energia no leilão.

A área regulatória atua durante toda a vida útil do empreendimento de modo a qualificar o mesmo para possíveis vendas no ambiente regulado ou de modo a providenciar liberações perante aos órgãos reguladores, tais como ANEEL, ONS, dentre outros. Tal desenvolvimento permite que o empreendimento evite problemas futuros assim como saiba como se posicionar perante às resoluções normativas publicadas pela MME.

2.3 ANÁLISE ECONÔMICA

Existem diversos conceitos, metodologias e ferramentas que podem ser aplicados na avaliação de projetos. Os mais relevantes e comumente utilizados serão abordados nesse capítulo, com o intuito de desenvolver o referencial teórico necessário às análises que serão realizadas mais a frente.

2.3.1 Período de Payback

Segundo (DAMODARAN, 2012) é o tempo total necessário para se recuperar o custo de um investimento. O período de payback de um dado investimento ou projeto é importante e determinante para se determinar o tipo de investidor que aportará capital.

Um detalhe muito importante é que ele se baseia nos fluxos de caixa nominais de um determinado projeto, de forma que o valor que as influencias do tempo no valor do dinheiro não são contabilizadas. Além desse ponto, outras críticas que são apresentadas a esse tipo de ferramenta de análise é o fato dele desprezar o que acontece com o projeto a partir do momento que o investimento inicial é recuperado e isso pode levar o tomador de decisão a realizar uma escolha equivocada.

2.3.2 VPL

Indica o valor total no presente do fluxo de caixa livre construído. A taxa de desconto aplicada nesse indicador pode variar com a situação da empresa. Esse indicador pode mostrar que mesmo um fluxo financeiro positivo, ter um resultado econômico negativo. A fórmula para o cálculo do VPL está representada na equação 5:

$$VPL = \sum_{t=0}^n \frac{FC_t}{(1+i)^t} - Investimento\ Inicial \quad (5)$$

Onde:

FC_t : Fluxo de Caixa no período t

i: taxa de desconto n :vida do projeto

O cálculo do VPL pode ser feito sob duas perspectivas diferentes. A primeira seria a perspectiva de todos os investidores da empresa que implementa o projeto e ela implica no

cálculo do Fluxo de Caixa Livre para Empresa como o fluxo de caixa dos diferentes períodos do projeto e no uso do WACC como taxa de desconto. A outra perspectiva que resta é daqueles que investiram somente nas ações da empresa em questão de modo que o fluxo de caixa a ser utilizado é o Fluxo de Caixa Livre para o Acionista e a taxa de desconto é o custo do capital desse acionista. Assim, é fundamental que se tenha claro qual é a perspectiva adotada e quais são os fluxos de caixa e taxa de desconto que essa perspectiva implica pois uma confusão entre os diferentes tipos de fluxos de caixa e taxas de desconto significa um cálculo totalmente equivocado do VPL.

O critério utilizado para se considerar se o VPL atende ou não é o seguinte:

- Se $VPL > 0$ deve-se aceitar o projeto
- Se $VPL < 0$ deve-se rejeitar o projeto

Isso porque um VPL positivo indica que o projeto é capaz de gerar um retorno maior que o mínimo exigido para o investimento (representado pela taxa de desconto) enquanto que um VPL negativo indica o contrário.

2.3.2.1 Custo de Capital Próprio

O custo do capital próprio revela o retorno desejado pelas acionistas de uma empresa em suas decisões de aplicação de capital próprio, como definido por (NETO; LIMA; ARAÚJO, 2008)

Uma importante ferramenta para quantificar o valor do capital próprio é o CAPM (sigla para Capital

Asset Pricing Model) elaborado pelos professores Harry Markowitz e William F. Sharpe. Conforme (SAMANEZ, 2007), o modelo CAPM é baseado em valores esperados (modelo expectacional) em que o retorno esperado do ativo é a soma de dois fatores. O primeiro refere-se à rentabilidade dos ativos ou das aplicações sem risco, e o segundo, ao chamado prêmio de risco.

O CAPM considera que os investidores sejam racionais e diversifiquem seus investimentos, a fim de evitar o risco específico, que pode ser cancelado por meio da diversificação primária da carteira de investimento. Dessa maneira, apenas o risco de mercado deverá ser recompensado pelo mercado. Esse risco está relacionado a mudanças das condições gerais de economia, que afetam as empresas como um todo, sendo algumas delas mais sensíveis a essas mudanças do que outras. O modelo pode ser expresso conforme a equação 6.

$$\bar{R}_i = R_f + \beta_i[\bar{R}_m - R_f] \quad (6)$$

Onde:

$\bar{R}_i$: Retorno esperado do ativo

R_f : Rentabilidade dos ativos sem risco

$\bar{R}_m$: Rentabilidade esperada da carteira de mercado

β_i : Volatilidade dos retornos do ativo em relação ao índice de mercado $\beta_i[\bar{R}_m - R_f]$:

prêmio de risco do ativo i

Para a taxa de retorno de ativos livres de risco, usa-se, comumente, o retorno de uma letra do Tesouro dos Estados Unidos. Apesar de, na prática, não existir nenhum ativo cujo risco associado seja zero, o uso da letra do Tesouro dos Estados Unidos como parâmetro é justificada pelo fato de o governo do país ser considerado aquele que tem a menor probabilidade de deixar de honrar com os seus compromissos, de modo que seu título de dívida possui “risco zero”.

Para a rentabilidade do mercado, usa-se a carteira representativa do mesmo, que, no caso brasileiro, é o Ibovespa. O prêmio de mercado é uma média, calculada a partir da diferença entre a rentabilidade do ativo e do mercado.

Finalmente, resta a definição do parâmetro β , último input para a fórmula do CAPM. Ele é o termo que relaciona o comportamento do ativo com a carteira de mercado. Sua definição matemática é a seguinte: β é o parâmetro angular da equação obtida através da regressão linear entre o retorno do ativo e do mercado em termos percentuais. O cálculo dessa regressão é feito utilizando-se os dados históricos de ambos.

De acordo com (SAMANEZ, 2007) o CAPM é amplamente utilizado pelos órgãos reguladores em diferentes países para se determinar o custo de capital próprio. Entretanto como citado por (KENNEDY, 2003), a aplicação do modelo em economias emergentes não é sempre adequada, devido a falta de mercados de capitais com séries de retorno suficientemente longas que permitam estimar adequadamente o prêmio de risco. Porém seguindo (NETO; LIMA; ARAÚJO, 2008) é possível adequar o uso do CAPM introduzindo diversos ajustes, como será abordado ao longo do trabalho.

2.3.2.2 WACC

O WACC (sigla para Weighted Average Cost of Capital) ou em português CMPC é definido, segundo (SAMANEZ, 2007) como sendo a média ponderada dos custos das diversas fontes de recursos que financiam os ativos da empresa (empréstimos e financiamentos, emissão de ações ordinárias e preferenciais, emissão de debêntures e etc). O enfoque do CMPC parte da ideia de que o projeto é financiado simultaneamente com capital próprio e capital de terceiros; portanto, o CMPC é igual a soma das rentabilidades médias dessas fontes de recursos, ponderados pela participação de cada uma no financiamento total. matematicamente ele é definido pela equação 7

$$K = K_{cp} \left(\frac{CP}{V} \right) + K_d(1 - T) \left(\frac{D}{V} \right) \quad (7)$$

Onde:

K : Custo médio ponderado do capital

K_{cp} : Custo do capital próprio

K_d : Custo marginal da dívida ou da fonte de terceiros

D : Valor de mercado da dívida

CP : Valor de mercado do capital próprio

V : valor de mercado da empresa

T : Alíquota marginal de imposto de renda

Para a determinação do custo do capital próprio pode-se utilizar o modelo do CAPM, que, apesar de apresentar diversas ressalvas, pode ser bem empregado para esse fim. O custo marginal da dívida é definido de acordo com o tipo de financiamento estabelecido e é, segundo (DAMODARAN, 2012) como sendo o custo atual para a empresa levantar fundos que financiem seus ativos. O modelo foi utilizado para a obtenção dos parâmetros necessários se tomar decisões em relação à viabilidade do projeto analisado nesse trabalho

2.3.3 TIR

A TIR “trata-se da taxa de desconto que iguala o VPL de uma oportunidade de investimento a zero (porque o valor presente das entradas de caixa se iguala ao investimento inicial) (SAMANEZ, 2007). Em outras palavras, a TIR calcula qual é a rentabilidade do projeto analisado. A expressão que define a TIR é mostrada na equação (8)

$$0 = \sum_{t=0}^n \frac{FC_t}{(1+i)^t} - Investimento\ Inicial \quad (8)$$

FC_t : Fluxo de Caixa no período t i : TIR n : Vida do projeto

Os critérios de avaliação da TIR são:

- Se $TIR > \text{taxa de desconto considerada}$, deve-se aceitar o projeto
- Se $TIR < \text{taxa de desconto considerada}$, deve-se rejeitar o projeto

Assim como para o critério do VPL, aqui também é necessário manter a coerência entre os fluxos de caixa e a taxa de desconto utilizados, ou seja, para o FCFF utiliza-se o WACC como taxa de desconto enquanto que para o FCFE utiliza-se o custo de capital do acionista.

É importante ressaltar que nem sempre a TIR é capaz de calcular corretamente o retorno dos projetos analisados. Isso pode acontecer quando ela é empregada no cálculo de projetos de investimento não convencionais (onde há inversão no sinal do fluxo de caixa do projeto por mais de uma vez), como citado em (NETO; LIMA; ARAÚJO, 2008)

Finalmente, há uma última observação importante que deve ser feita sobre a TIR. Por se tratar de uma ferramenta que mede o retorno de projetos em termos percentuais e não em valores monetários (como é o caso do VPL), ela só pode ser utilizada para verificar se um projeto é viável ou não, ou seja, se o seu retorno é maior que a taxa de desconto. Utilizá-la na comparação entre diferentes projetos para afirmar que um projeto A, por exemplo, deve ser feito em detrimento do projeto B pois A tem uma TIR maior é errado.

2.3.4 Fluxo de Caixa Livre

De acordo com (SAMANEZ, 2007) o fluxo de caixa livre mede o poder de geração de renda econômica por parte da empresa, sem considerar os fluxos ao aspecto financeiro. Basicamente, é o fluxo de caixa efetivamente disponível para a distribuição aos proprietários do capital (acionistas e credores), depois de a empresa ter realizado todos os dispêndios de capital necessários para assegurar sua permanência e crescimento, e para manter em andamento suas operações. O FCL consiste em uma série de adaptações e ajustes do fluxo de caixa operacional. Sendo sintetizado na equação (9)

$$\text{Fluxo de Caixa} = \text{Lucro operacional} - \text{Impostos} - \text{Despesas de Capital} - \text{Mudança no capital de giro} + \text{Depreciação} \quad (9)$$

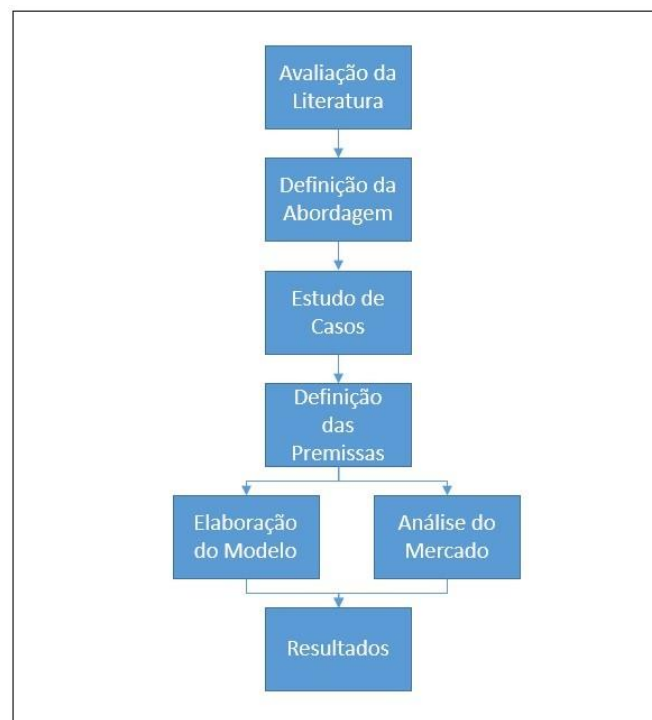
É sempre válido ressaltar que, para o uso correto do FCFF, a taxa de desconto apropriada é o WACC, que representa o custo de capital da empresa como um todo (acionistas e credores).

3 MÉTODO DE PESQUISA

A pesquisa realizada utilizou um método quantitativo, ou seja, foram definidas as hipóteses e as variáveis, afim de se obter uma resposta condizente com o proposta adotada. Nessa análise o hipótese adotada foi a de que um parque eólico possui um retorno de interesse e se mostra atrativo para um investidor, partindo dessa premissa foram adotados valores e inputs condizentes com o a bibliografia e com os valores adotados pelo mercado afim de se comprovar o ponto de partida da hipótese.

Inicialmente foram avaliados materiais acadêmicos que já haviam sido divulgados que abordassem o mercado de energia eólica no Brasil e suas variáveis econômicas. Partindo disso o foco do estudo foi pautado em trabalhos como os apresentados por (MOLLY, 2004) e (TOLMASQUIM, 2016), tais trabalhos nortearam a pesquisa e serviram como um excelente ponto de partida. Toda a organização do método foi sintetizado na figura Figura 17.

Figura 17 – Fluxo dos Métodos



Fonte: Elaborado pelo autor

Após a definição da literatura de base foi definido qual o tipo de abordagem e procedimentos técnicos seriam adotados. Optou-se por um estudo de caso, já que se trabalhando com dados presentes na economia e com dados provenientes da indústria e

mercado de energia a opção se mostrou a mais conveniente para se trabalhar uma vez que apresenta dados mais empíricos pautados na prática.

Da definição de tipo de abordagem voltou-se para a literatura afim de se compreender se já haviam trabalhos acadêmicos com esse viés. Uma vez definidos os trabalhos e o tipo de abordagem o trabalho foi pautado utilizando estruturação baseada em trabalhos tais como os apresentados por (AQUILA et al., 2017) e (SIMAS, 2012).

Seguindo com a pesquisa o foco do estudo voltou-se para a obtenção dos dados que serviram de base. Para tal procedimento foi utilizado um fluxo metodológico de um projeto de energia eólica e que foi apresentado na Figura 15. Os dados, majoritariamente foram obtidos a partir de projetos implantados e disponíveis no site da ANEEL, principalmente no diretório do (ANEEL, 2016).

Em posse de dados que satisfizessem o modelo e o projeto do estudo de caso partiu-se para a elaboração do modelo em conjunto com a verificação dos dados e das variáveis econômicas no mercado, tais como taxas de inflação, imposto de renda entre outras que apresentam certo dinamismo e podem impactar no resultado final do modelo.

Com o modelo elaborado foi possível extrair os dados de interesse que nos permitiram realizar a análise necessária para a definição da viabilidade econômica do projeto.

4 ESTUDO DE CASO

Os aspectos chaves foram desenvolvidos do estudo de análise de potencial de vento, compreendendo como esses resultados irão afetar a viabilidade de aproveitamento do potencial eólico em questão, bem como a seleção correta das turbinas e o cálculo das perdas aerodinâmicas. Com os 3 anos de medições de vento a uma dada altura correspondente à altura da torre, os dados são filtrados e tratados para que, com ajuda do software openWind[®], um mapa eólico mostre a velocidade do vento em vários pontos na região de medição. A partir da obtenção do mapa de velocidade do vento, analisa-se, através da curva de potência dos aerogeradores, qual melhor modelo e fabricante que se encaixa nos dados obtidos.

Com os aerogeradores escolhidos, as especificações técnicas dos aerogeradores, utiliza-se novamente o software OpenWind para a estimativa de potência, com suas perdas já consideradas, gerada pelo empreendimento, com suas devidas otimizações. Este dado gerado pelo programa é considerado energia para 20 anos (P50). Porém, como toda medição, vem-se as incertezas de medição e instrumentação; com isso, utiliza-se a equação mostrada na seção anterior para calcular-se o P90 do empreendimento.

A garantia física será o P90. A ANEEL solicita o valor do P90 para estimativa de geração de energia enquanto que algumas empresas utilizam o P50 para realização da viabilidade financeira, visto que para a utilização do P50 para a viabilidade financeira, a análise anterior deve ser muito bem realizada para não haver divergências de valores da estimativa de geração, além disso, com a utilização do P50, o risco é maior, mas a receita também será.

Tendo todos os valores acima citados em mão, é possível obter-se a taxa interna de retorno do empreendimento implantado, assim como outros indicativos importantes para a definição da viabilidade econômica do projeto.

4.1 DEFINIÇÃO DO EMPREENDIMENTO

Para o estudo de caso foi considerado um empreendimento localizado na região Nordeste do Brasil, uma vez que, de acordo com o mapa eólico brasileiro, essa região possui um excelente potencial eólico. A especificidade da localidade partiu de dados já conhecidos de empreendimentos na região que forneceram dados suficientes para se construir um cenário adequado para as premissas adotadas.

São apresentados, a seguir, itens que compõem a definição de um empreendimento.

- Mapa Eólico

O mapa eólico serve como premissa para se obter a primeira ideia de como será a geração do empreendimento. O empreendimento do estudo de caso está situado no nordeste e foi definido de tal maneira a partir do conhecimento do Atlas eólico do Brasil, mas especificamente no Nordeste. Foi utilizado o atlas eólico fornecido pelo (AMARANTE et al., 2001).

- Definição dos Aerogeradores

A partir do mapa eólico obtido com o programa openWind, é observado os locais onde a velocidade do vento é maior para que as torres sejam instaladas. Sabendo-se a velocidade média do vento nos pontos de instalação dos aerogeradores, são selecionadas várias curvas de potência de aerogeradores a partir desses valores médios de velocidade do vento.

Vale ressaltar que a curva de potência do aerogerador deve satisfazer a faixa de velocidade de vento no mapa eólico obtido, ou seja, a velocidade do vento precisa estar acima da velocidade de cut-in para que o aerogerador comece a operar sem consumir energia do sistema elétrico e abaixo da velocidade de cut-out para que a geração não pare e o empreendimento não seja prejudicado financeiramente.

Os locais propostos para instalação dos aerogeradores assim como o número de aerogeradores. Este número é proposto baseado na distância mínima recomendável de três diâmetros entre aerogeradores em linha e cinco diâmetros entre aerogeradores em coluna, além de saber o espaço total disponível, os locais com maior incidência de vento e análise financeira de quanto o aerogerador vai gerar comparado com seu custo.

Assim, com os locais definidos e a curva de potência do aerogerador escolhido, nosso próximo passo será determinar a potência gerada pelo empreendimento como um todo.

- Estimativa da Potência

Após análise do mapa eólico, determinação da localidade de cada aerogerador (consequentemente, o número de aerogeradores necessários para o empreendimento) e os dados do aerogerador a ser instalado no parque, o programa openWind novamente é utilizado para estimar a potência do empreendimento.

Como dito anteriormente, o valor obtido pelo programa já é considerando as perdas do sistema como as aerodinâmicas. Podemos dizer ainda que o tal valor obtido, é uma estimativa de geração para 20 anos de geração, ou seja, esse valor será nosso P50 utilizado em modelos de M&A para estimativa de receita.

Como o vento pode variar consideravelmente durante os meses e anos, é importante ajustar os dados coletados no sítio para que as condições de vento histórico sejam

representadas, tanto quanto possível. No método utilizado, estabelece-se uma regressão linear entre duas estações meteorológicas, estimando assim, o vento histórico a longo prazo no sítio.

Pela equação 10, calcula-se o vento para uma torre situada em uma dada coordenada. Como sabemos os valores da velocidade do vento de uma estação meteorológica, saberemos a estimativa da velocidade do vento de longo prazo na altura da torre, ou seja, saberemos a velocidade do vento a uma altura de 100m.

$$V_{100} = (V_{80} \cdot 1,243) - 0,018 \quad (10)$$

Onde:

V_{100} : Velocidade do vento na torre de 100 metros

V_{80} : Velocidade do vento na torre de 80 m

Porém, para o uso do valor da velocidade do vento em questão, a torre calculada não é a utilizada, visto que este estudo compreende não somente este caso explicado neste trabalho, como também outros empreendimentos. Sendo assim é utilizado uma segunda equação de regressão linear, porém, ao invés de termos a estação meteorológica como referência, esta é substituída pela torre calculada no início.

Assim, a partir do conjunto de dados da ERA – Interim (série de dados desenvolvido pelo Centro Europeu de Previsão do Tempo a Médio Prazo), são analisadas as séries de dados e foram ajustadas para a localização da torre de referência à 100.

Os dados de temperatura também são necessários, visto que a densidade do ar interfere na geração, ou seja, a partir da mesma estação meteorológica, estima-se a temperatura padrão da atmosfera, nesse caso em torno de 300,5K. A equação para densidade do ar é dado pela equação 11.

$$\rho = \frac{P_0 \left(\exp\left(\frac{-gz(1,0397 - 0,000025z)}{RT}\right) \right)}{RT} \quad (11)$$

Onde:

ρ : Densidade do ar

P_0 : Pressão Atmosférica no nível do mar

R : Constante específica do gás para o ar seco

T : Temperatura do ar

g : Aceleração da gravidade

z: Elevação do sensor de temperatura

Através do software openWind, desenvolvido pela própria certificadora de vento, calcula-se a estimativa de geração para o empreendimento em questão através da inserção da entrada de dados pelo Wind resource grid (mapa com uma malha contendo a velocidade de vento em vários pontos do terreno) gerado por um modelo numérico de fluxo de vento e outros elementos como localização das turbinas, altura da nacela, curva de potência, coeficientes de empuxo e os dados das torres. Desse modo, estima-se a produção de energia de longo prazo (P50).

- Garantia Física

O cálculo da garantia física do empreendimento foi feito segundo os padrões impostos pela ANEEL e pelo MME. Uma vez elaborado mapa eólico do empreendimento, definição da potência do aerogerador e os valores do P90 mensais, o cálculo da garantia física do empreendimento pôde ser desenvolvido pela equação 12

$$GF = \frac{\sum_{m=1}^{12} E_m}{8760} \quad (12)$$

Onde: E_m : compromisso firme de entrega de energia ao SIN declarado pelo agente, em cada mês “m” e em MWh, e que deve ser menor ou igual aos valores estimados de produção de energia apresentados na certificação da medição anemométrica ²

Para analisarmos melhor a equação 10, conforme estabelecido na Portaria MME nº258, de 28 de julho de 2008, a Garantia Física (GF) do empreendimento será definida seguindo o que mostra a 13

$$GF = \frac{P90_{AC}(1 - TEIF)(1 - TEIP) - \Delta P}{8760} \quad (13)$$

Onde:

$P90_{AC}$: Produção anual de energia certificada, em MWh, referente ao valor de energia anual que é excedido com uma probabilidade de ocorrência igual ou maior a noventa por cento, constante da Certificação de Medições Anemométricas e de Produção Anual de Energia

TEIF: Taxa Equivalente de Indisponibilidade Forçada.

² Segundo EPE

TEIP: TAXa Equivalente de Indisponibilidade Programada

ΔP : Estimativa anual de consumo interno e perdas elétricas até o ponto de conexão da usina eólica como sistema elétrico;

8760: Número de horas no ano

Com isso, definiu-se a quantidade de energia que poderá ser comercializada em ambiente de contratação regulada, com contratos de longo prazo. Qualquer excedente ou déficit de geração deverá ser liquidado segundo preços do ambiente livre de contratação, sujeito às variações diárias do PLD.

Por fim, a viabilidade econômica do empreendimento foi avaliada de acordo com ferramentas e critérios amplamente sedimentados de finanças: VPL e TIR (taxa interna de retorno).

4.2 ANÁLISE FINANCEIRA

Para o estudo e análise econômica deste trabalho, em conjunto com os conceitos apresentados nos tópicos anteriores, foram construídos fluxos de caixa e foi adotada a sequência de métodos e projeções indicadas:

a) Projeção de Receitas

Dentro de um prazo especificado, são projetadas todas as receitas, ou entradas, no projeto a ser considerado. O prazo de projeção varia de projeto para projeto e tem que ser alinhado com a expectativa de retorno considerando o tempo de vida do mesmo. Para a elaboração deste trabalho foram consideradas projeções baseando-se na quantidade de energia gerada levando em conta o preço corrigido ao longo dos anos. Tais premissas serão detalhadas ao longo do trabalho.

b) Projeção dos Custos e Investimentos

Para a elaboração do fluxo de caixa, foram considerados custos de operação e investimentos referentes à geração de receita, ou retorno, mencionado no item anterior. Os custos são referentes à operação e manutenção, tarifas, despesas e também investimentos necessários para melhoria bem como o investimento inicial para a construção. Esse item será aprofundado com mais rigor devido à necessidade de se explicitar quais são os custos fixos e variáveis, impostos incidentes além do sistema de financiamento.

c) Análise dos indicadores

Como forma de avaliar de maneira criteriosa o fluxo de caixa serão utilizados alguns indicadores afim de sinalizar a viabilidade do projeto. Os indicadores anualizados foram apresentados previamente e são os seguintes:

- VPL
- TIR
- Payback
- Sensibilidade dos valores da simulação de Monte Carlo

4.2.1 Análise de Sensibilidade

Como forma de aprimorar o uso dos indicadores apresentados anteriormente foi empregado o método de Monte Carlo, utilizando-se o Crytal Ball, afim de se ter uma visão mais realista considerando as aleatoriedades envolvidas nas variáveis de entrada. Dessa forma, obtém-se uma gama de cenários possíveis de valores para o VPL, que foi o indicador utilizado como referência. A análise de sensibilidade possibilita um ajuste das projeções realizadas, comparando assim as alterações na rentabilidade com a mudança nas projeções. O interessante é que mesmo com alterações nas projeções o projeto ainda seja rentável, e seja capaz de identificar as parcelas que afetam mais o valor e rentabilidade do investimento.

4.2.2 Introdução à modelagem teórica

Uma das principais ferramentas de avaliação financeira de empreendimento é o método do fluxo de caixa descontado. Este método, detalhado anteriormente e que será usado no estudo de caso da implantação de um parque eólico, requer que um fluxo de caixa futuro referente a um investimento seja projetado e que o valor presente de cada componente individual do fluxo seja calculado. Isto é efetuado ao reduzir cada componente do fluxo de caixa por um fator que abranja o custo de oportunidade do investimento, o risco intrínseco e a “distância” temporal no qual o componente se encontra.

Portanto, um modelo financeiro que permita a incorporação de vários cenários e variáveis possíveis é de importância vital para a análise de investimentos. Um modelo financeiro é uma ferramenta para estimar a condição financeira de uma empresa, assumindo premissas específicas sobre seu futuro.

No estudo de caso apresentado neste trabalho, um modelo financeiro será construído passo a passo, e os números assumidos no enunciado a seguir serão detalhados nas próximas

seções. O objetivo é construir uma ferramenta que permita a projeção da receita, custos, fluxo de caixa e, por fim, o valor presente líquido do empreendimento.

4.2.2.1 Informações Operacionais e Despesas Gerais

Como definido nos tópicos anteriores está sendo considerado um parque com 210 MW e Garantia Física de 92,3 MW médios, indicados na Tabela 1. Considerando o parque sendo vencedor de um Leilão de Energia Nova (A-5) em 2016, com início de obras programado para início de julho com um COD de 48 meses, além de um período de operação de 45 anos, como mostrado na Tabela 2.

Tabela 1 – Informações Operacionais

Potência Instalada (MW)	Garantia Física (MW médios)
210,0	92,3

Fonte: Elaborado pelo autor

Tabela 2 – Datas Relevantes

Construção	Início	Fim	Período de Operação
48 meses	01/jul/2016	01/jul/ 2020	45 Anos

Fonte: Elaborado pelo autor

O custo estimado de operação/manutenção abrange, entre outros, os gastos com equipamentos, funcionários, seguros, peças sobressalentes e custos com licenciamentos ambientais e, este custo está estimado em 2 milhões de Reais ao ano (data base 1 de Janeiro de 2016). Outra parcela de despesa que deve ser assumida é SG&A (Despesas gerais e administrativas não vinculadas a produção) estimadas em 900 mil Reais por ano (data base 1 de Janeiro de 2016), em que os principais componentes são as despesas com a gestão do negócio que envolve salários, cartórios, consultorias e desenvolvimento de pessoas.

Uma das premissas utilizadas neste estudo de caso é que a central eólica está diretamente conectada a uma distribuidora, sendo obrigada, portanto, a pagar a Tarifa do Uso

do Sistema de Distribuição (TUSD). A Taxa de Fiscalização dos Serviços de Energia Elétrica (TFSEE), também será necessária entrar no cálculo. Os valores são apresentados na Tabela 3.

Tabela 3 – Gastos e Tarifas

O&M [R\$/Ano]	Despesas Gerais [R\$/Ano]	TUSD [R\$/kW/Ano]	TFSEE [0,4*R\$/Ano]
10000	1000	5	578,9

Fonte: Elaborado pelo autor

4.2.2.2 Receitas, Investimento e Financiamento

As receitas geradas por um projeto de geração de energia são provenientes da comercialização da sua energia, podendo ser efetuadas tanto no ambiente livre (ACL) quanto no ambiente regulado (ACR), como explicado anteriormente. No caso estudado consideramos que o projeto está comercializando parte da sua energia no ambiente regulado, proveniente do leilão de venda de energia, o restante da energia, a menor parcela será vendida no mercado livre, tendo seu preço variando de acordo com o PLD.

No modelo foi assumido um valor de 190,00 Reais/MWh, tomando como base a média dos valores dos projetos ganhadores que possuem o mesmo porte e localizados na mesma região. O contrato para esse tipo de leilão prevê o fornecimento de energia para início de 2018 com duração de 30 anos. Como mostrado na Tabela 4.

Tabela 4 – Contrato de Comercialização no Ambiente Regulado

Preço (R\$/MWh)	Volume (MW médio)	Início	Fim
190	90,2	01/jan/18	31/dez/37

Fonte: Elaborado pelo autor

Além disso também é suposto que a que o empreendimento vá comercializar a energia excedente no mercado livre, por meio de acordos bilaterais, representando cerca de 2% da garantia física certificada.

A estruturação financeira do empreendimento será distribuída em 70% dos recursos usados durante implantação da usina serão obtidos por meio de um financiamento com uma

instituição financeira (BNDES). A primeira parcela de amortização da dívida, segundo regras de contrato com BNDES será feita 6 meses após entrada em operação, em 2018, e os juros serão calculados multiplicando-se o saldo devedor por uma taxa composta pela variação anual da taxa de juros longo prazo (TJLP) somada a uma quantia adicional de 2%. Ao todo, serão feitos 240 pagamentos mensais, totalizando 20 anos de amortização. Os recursos restantes necessários durante a construção da usina deverão ser reunidos pelo próprio empreendedor, mostrados na tabela 5.

Tabela 5 – Financiamento

Acréscimo sobre a TJLP	% Financiado	Anos de amortização	Início da amortização
2%	70%	20	01/jan/2021

Fonte: Elaborado pelo autor

A tabela 6 nos mostra como será a injeção do capital proveniente do investimento ao longo dos anos.

Tabela 6 – Desembolso do Investimento - % em cada ano

Ano 1	Ano 2	Ano 3	Ano 4
25%	37,5%	37,5%	0

Fonte: Elaborado pelo autor

4.2.3 Estruturação do Modelo

O modelo construído foi baseado nos cálculos demonstrados nos próximos itens, e foi utilizado o software Excel para realizar a estruturação e cálculos dos fluxos.

O modelo está dividido em “Input”, “Premissas” e “Modelo”. Sendo a aba “Input” a responsável pelos dados de entrada da usina eólica, seguindo para aba “Premissas” onde é colocado o cenário macroeconômico estipulado. Na aba “Modelo”, já são realizados os cálculos energéticos, receita, despesa, impostos, taxas e, por fim, o fluxo de caixa para o “valuation”. Para a análise de sensibilidade e para a aplicação do modelo de Monte Carlo, foi utilizado o complemento para o Excel, Crystal Ball.

O modelo ilustrando cada uma das etapas citadas será apresentado no Apêndice B.

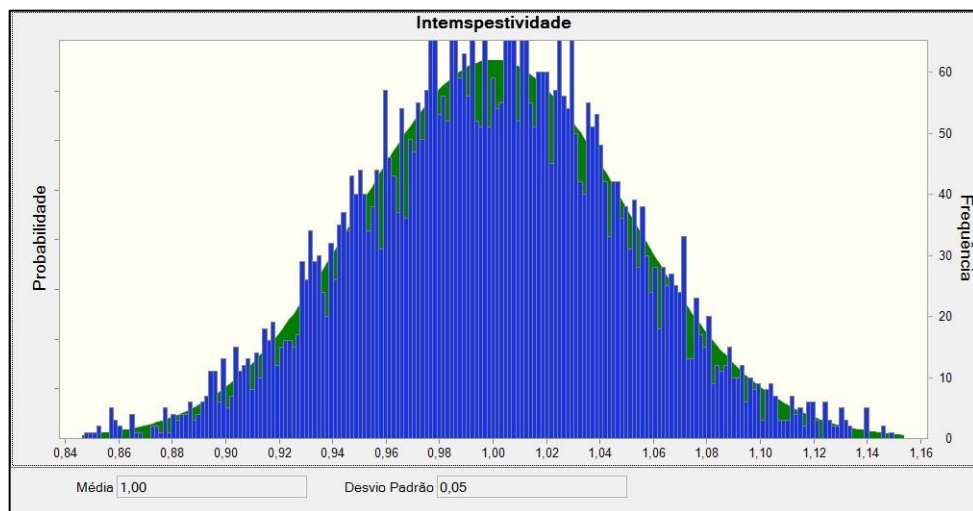
4.2.4 Definição de Pressupostos

Como parte da análise do modelo, um pré requisito é a definição de quais variáveis serão escolhidas como base para a análise de Monte Carlo. A escolha das variáveis apresentadas partiu do pressuposto de que cada uma delas pode ter seu valor alterado dependendo do cenário considerado, ou seja, tentou se definir quais inputs tem um maior impacto no resultado de viabilidade caso saiam muito do valor padrão considerado.

- Intempestividade

A variável foi introduzida justamente para adicionar uma variabilidade aos valores de energia gerados. Ele atua como um fator externo, simulando possíveis oscilações que são inerentes de um projeto de que lida com um fonte natural, no caso o vento. Ele é multiplicado aos valores da garantia física afim de mensurar qual o impacto de possíveis intempestividades no projeto. Na Figura 18 segue o tipo de distribuição adotada.

Figura 18 – Intempestividade

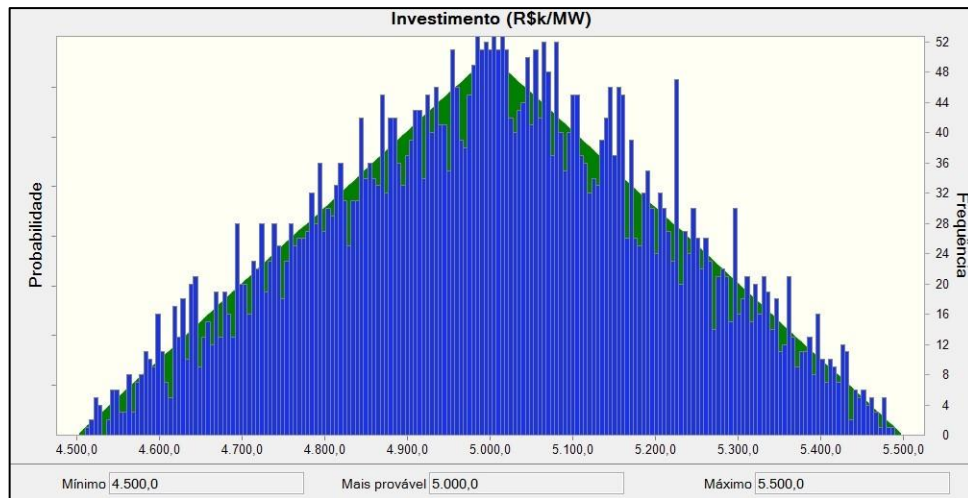


Fonte: Elaborado pelo autor

- Investimento

A escolha do investimento como uma variável vem do fato dos valores definidos, que foram tomados como base os dados fornecidos pelos empreendedores, poderem ser ajustados de acordo com as negociações dos contratos, principalmente a negociação envolvendo os valores dos aerogeradores, que compreendem cerca de 80% do valor do investimento total. Foi adotada uma distribuição triangular com os limites definidos utilizando dados de outros projetos. A Figura 19 mostra os valores adotados.

Figura 19 – Investimento

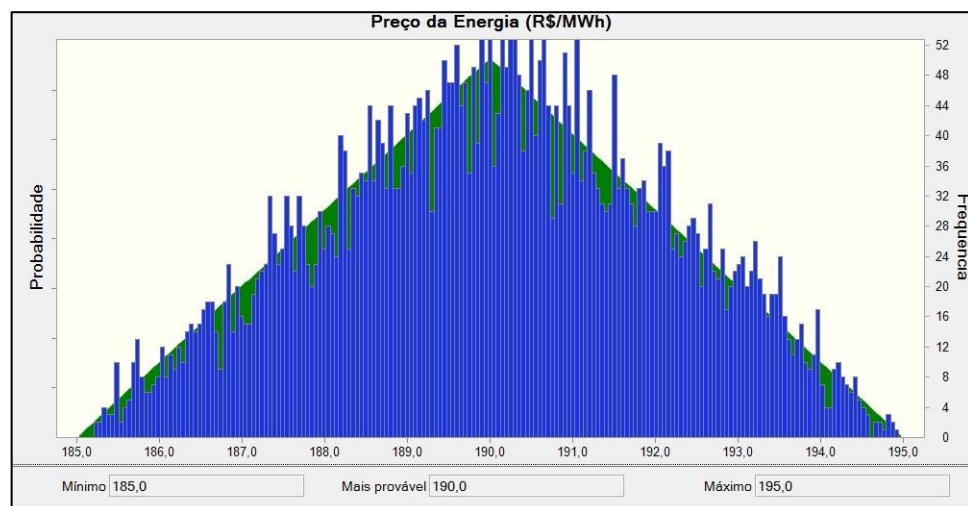


Fonte: Elaborado pelo autor

- Preço de Comercialização da Energia

O preço do contrato no ambiente regulado (ACR) sofre com a variação, uma vez que o modelo de licitação de projetos de energia é por meio de leilões, ou seja, existe uma alta variabilidade nos valores. Foi definido um valor desejado como a média da distribuição triangular, sendo limitado por valores encontrados nos dados da ANEEL como vencedores de leilões, tanto mais alto quanto mais baixo. Na Figura 20 temos os valores definidos.

Figura 20 – Preço da Energia

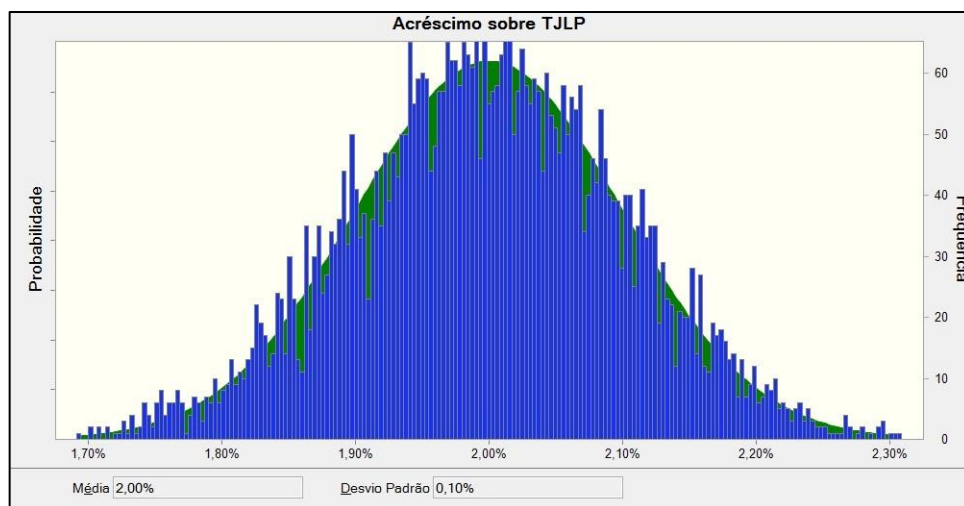


Fonte: Elaborado pelo autor

- Taxa de Juros de Longo Prazo

ATJLP atua durante o período de amortização da dívida e pode ter um impacto significativo uma vez que atua sobre o valor financiado. O seu desvio padrão não é tão significativo por ser uma taxa definida com base na inflação e em um adicional de prêmio de risco, além de apresentar pouca variação ao longo dos anos. Os valores são apresentados na Figura 21.

Figura 21 – Acréscimo na TJLP

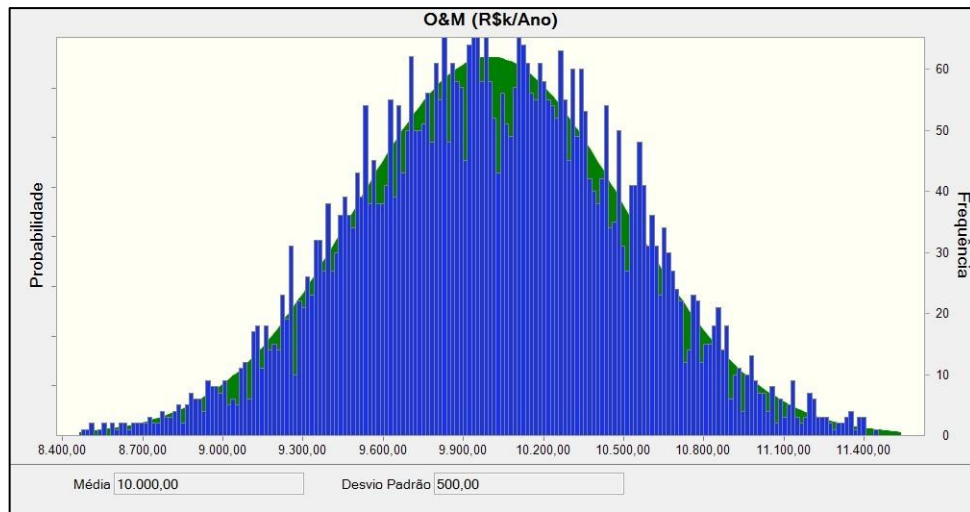


Fonte: Elaborado pelo autor

• O&M

Os valores orçados para operação e manutenção ao longo da vida útil do projeto também merece uma atenção. Um modelo de contrato conhecido estipula valores anuais diferentes, por aerogerador, aumentando conforme o passar dos anos, uma vez que a vida útil das máquinas vai diminuindo e consequentemente os gastos com manutenção serão maiores. A Figura 22 mostra os valores estipulados para esse pressuposto.

Figura 22 – Custo com O&M

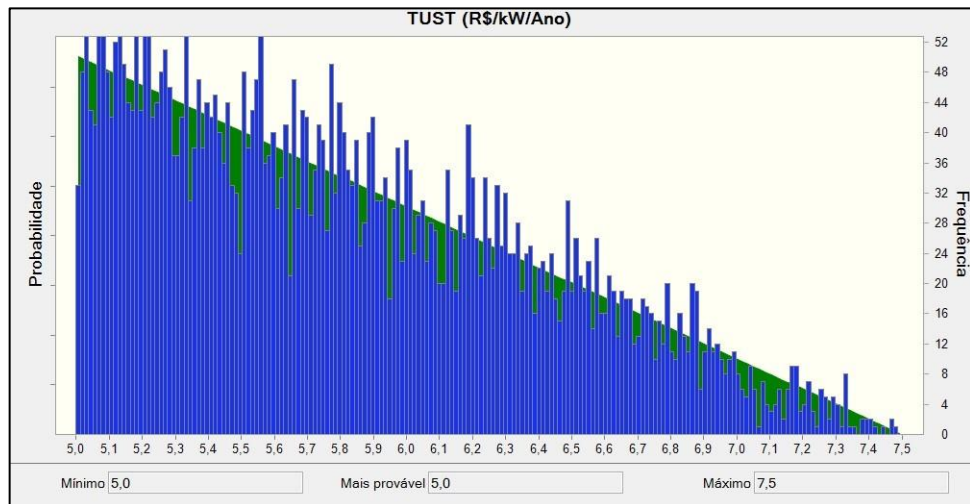


Fonte: Elaborado pelo autor

- Tarifa pelo uso do sistema de distribuição/transmissão

ATUSD costuma sofrer reajustes de acordo com a inflação e também com a manutenção do sistema de distribuição. Os valores foram estipulados supondo somente um aumento da tarifa, que é o cenário mais comum. A Figura 23 mostra como foi adotada tal distribuição.

Figura 23 – TUST



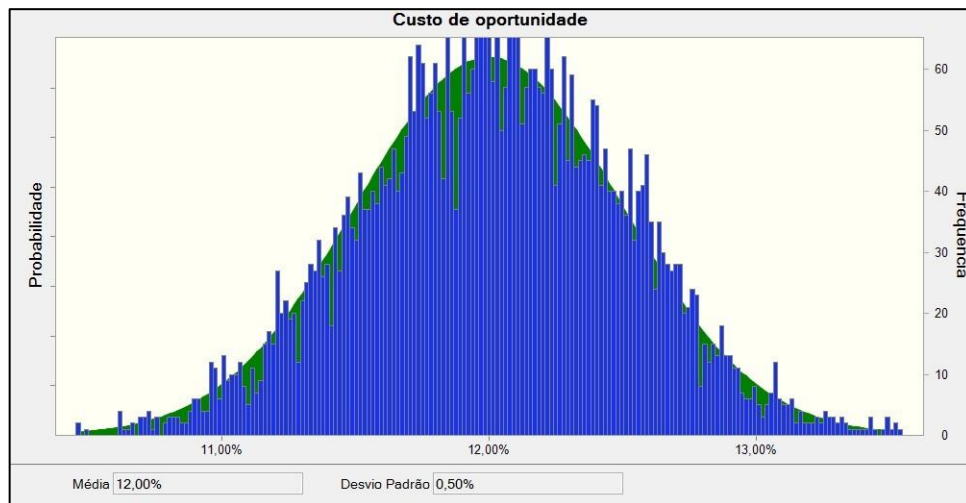
Fonte: Elaborado pelo autor

- Custo de Capital

Assim como investimento e preço do contrato, uma pequena alteração de 2% já pode inviabilizar o empreendimento, por isso, deve ser cuidadosamente analisada por ser uma

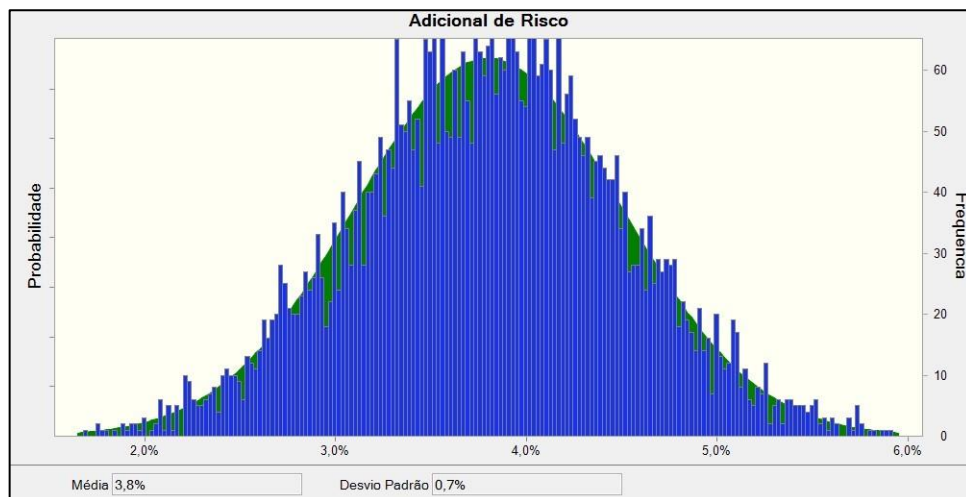
parcela extremamente importante na análise. Como o custo de capital é a taxa a ser descontada os fluxos, uma redução nessa taxa acaba permitindo uma consideração maior dos fluxos mais distantes, permitindo que parcelas mais adiante tenham um impacto maior e deem mais vida ao empreendimento. Como bem mostrado nas Figura 24 e Figura 25.

Figura 24 – Custo de Oportunidade



Fonte: Elaborado pelo autor

Figura 25 – Adicional de Risco



Fonte: Elaborado pelo autor

4.2.4.1 Receita

A receita é composta, primeiramente, do balanço energético estruturado, onde são assumidas as premissas de geração de energia, venda a diferentes mercados, sazonalidade.

Segue-se para o cálculo da receita, partindo-se da quantidade de GWh do balanço energético e do preço estimulado para cada mercado, também é realizado o cálculo inflacionário na premissa de receita dos anos futuros e dedução dos impostos.

4.2.4.2 Custos e Despesas

Conforme já citado, os custos e despesas se dividem basicamente em três frentes: custo de compra (se necessário para cumprir obrigações), custos operacionais e despesas:

- Aquisição de Energia

$$CompradeEnergia = QuantidadeDeficit\ ou\ Superavit \times PreconoPLD \quad (14)$$

Nesta item são analisados possíveis compras de energias, devido a compra ocasionada por atraso na entrega das obras, assim como a venda do excedente proveniente de reajuste da garantia física.

- Custos Operacionais

O custo operacional de operação e manutenção foi assumido usando a premissa de 10 Milhões ao ano baseado em orçamento de usinas similares e contratos de operação terceirizadas.

Adicionalmente TUST e TFSEE calculados com as equações 15 e 16.

$$TUST \left(\frac{R\$}{Ano} \right) = Pot.Instalada (kW) \cdot Tarifa \left(\frac{R\$}{Ano \cdot kW} \right) \quad (15)$$

$$TFSEE = (0,4 \%) \cdot Pot.Instalada (MW) \cdot 8,76 \cdot Valor\ de\ Referência^3 \left(\frac{R\$}{MWh} \right) \quad (16)$$

- Despesas Operacionais

Na seção “Despesas Operacionais” encontram-se as despesas gerais e administrativas, estipuladas em 1 Milhão de Reais por ano (data base primeiro de janeiro de 2016), reajustadas anualmente pelo IPCA, essa premissa também partiu de orçamentos de usinas semelhantes e contratos.

4.2.4.3 Taxa de desconto (TMA)

Como definido anteriormente para a determinação da taxa de desconto foi utilizado o modelo do WACC, já que para o projeto estamos considerando um aporte de capital proveniente de um financiamento. Para essa metodologia seguiu-se o que foi apresentado por (DAMODARAN, 2012), onde a equação 7 foi empregada para o cálculo da TMA.

Afim de se obter cada um dos parâmetros da equação 7 partiu-se do cálculo do CAPM dado pela equação 6, porém acrescida do prêmio risco do país, considerando que a empresa está exposta como todas pertencentes ao mercado brasileiro. O retorno sobre o capital deve ser corrigido, afim de se compensar os efeitos da inflação, sendo então definido como mostrado na equação 17.

$$K_d = (1 + CAPM) \left(\frac{1 + \theta_{BR}}{1 + \theta_{USA}} \right) - 1 \quad (17)$$

Onde:

θ_{BR} : Taxa de Inflação no Brasil

θ_{USA} : taxa de inflação nos EUA O β , necessário para o cálculo do CAPM foi obtido por meio da equação 18 onde o valor do de referência, que é o americano, foi extraído de (DAMODARAN, 2012).

$$\beta_{BR}^{Alavancado} = \beta_{USA}^{desalavancado} \left(1 + \frac{D}{E}(1 - T_c) \right) \quad (18)$$

Para o nosso caso a alíquota de imposto de renda utilizada é a praticada no Brasil e estrutura de capital, ou seja, capital de terceiros por capital da empresa brasileira. O $\beta_{USA}^{desalavancado}$ é definido como sendo a média de diversos betas desalavancados de cada empresa do setor de energia dos Estados unidos, que é o cenário de referência. Tais valores já foram calculados e apresentados por

(DAMODARAN, 2015) e o valor para o setor de energia utilizado como base nos cálculos foi de 0,54. Em posse de todas as informações pertinentes para os cálculos, foi elaborada uma planilha de modo a facilitar a obtenção de tal dado, e é mostrada na Figura 26.

Figura 26 – Imagem do Modelo de Cálculo da TMA

Participação de capital próprio da empresa (Equity)	Participação de capital próprio de terceiros (Debt)	Retorno de capital próprio de terceiros (r_d)	Aliquota do Imposto de Renda (Tc)	WACC (Mensal)	WACC (Anual)	
30%	70%	1,53%	34%	1,32%	16,99%	
Inflação do Brasil (θ_{br})	Inflação dos EUA (θ_{eua})	Retorno de capital próprio da empresa (r_e)				
0,54%	0,14%	2,03%				
Taxa livre de Risco (irf)	Retorno do Mercado (irm)	Risco Brasil (Φ)	Risco Sistemático Brasileiro(β_{br})	CAPM		
0,50%	0,80%	0,52%	1,3716	1,62%		
Risco Sistemático Americano(β_{eua})						
0,54						

Fonte: Elaborado pelo autor

4.2.4.4 EBITDA

Com as informações citadas nos dois itens anteriores (Receitas, Custos e Despesas) é possível se calcular o EBITDA do empreendimento, sendo ele a principal indicador da saúde e capacidade de geração de renda. O EBITDA da equação 19 reflete precisamente o ganho do empreendedor baseado na sua capacidade de geração, menos os custos gerenciáveis, trabalhando assim, nas duas frentes de melhoria no empreendimento: Aumento da receita e redução de custos.

$$EBITDA = ReceitaLiquida - CompradeEnergia - Encargos - Custos - Despesas \quad (19)$$

4.2.4.5 Investimento

Investimento é o desembolsado pelo empreendedor na esperança de reaver esse dinheiro no futuro aplicados a um juro compatível com o mercado, e, é uma parcela fundamental na viabilidade de um empreendimento, visto que, ele é o “preço que se paga” e existe margem para o desembolso ser atraente ou não compatíveis com o retorno.

$$Investimento(Ano) = InvestimentoTotal * Porcentagempagaporano \quad (20)$$

Um ponto relevante é que o valor total a ser investido durante os anos de 2016 a 2018 é superior ao valor de 315 milhões inicialmente mencionados. Isto se deve ao fato que os

principais custos e despesas da implantação da usina serão reajustados anualmente pelo IPCA, implicando, portanto, em um valor maior a ser investido ao longo do tempo.

4.2.4.6 Estruturação Financeira

Para todo empreendimento existe a possibilidade de se financiar de maneira diferentes, por custos equivalentes; eles podem se financiar totalmente por capital próprio ao realizar o empréstimo, pagando um juro correspondente, ou também, se financiar dos dois modos e assim pagar um juro proporcional a parcela da dívida com terceiros.

Uma das premissas fundamentais deste estudo de caso refere-se ao financiamento do projeto, mais especificamente que 70% de todos os recursos usados durante a implantação serão obtidos com uma instituição financeira. Desta forma, apenas 30% dos recursos utilizados serão, de fato, desembolsados pelo empreendedor. As linhas “Equity” e “Debt”, na Tabela 6 ilustram a divisão entre os recursos de terceiros e próprios.

Existem algumas peculiaridades do financiamento, mais especificamente as injeções de capital e os cálculos da parcela de amortização e dos juros incorridos. Como a amortização da dívida começa apenas em 2020, os juros incorridos até 2020 serão adicionados ao saldo devedor. A partir de 2020, o pagamento dos juros e da amortização da dívida ocorre normalmente. Esta dívida será amortizada em 240 meses, e o cálculo da parcela mensal de amortização é efetuado bastando dividir o saldo devedor pelo número de parcelas restantes. Portanto, o montante relacionado ao serviço da dívida é obtido somando-se os valores presentes nas linhas “Amortização” e “Juros Pagos” mostradas no Apêndice A.

4.2.4.7 Fluxo de Caixa

Com as parcelas apresentadas anteriormente é possível construir o fluxo de caixa a ser descontado do empreendimento, sendo ele o instrumento de avaliação da geração de caixa da empresa e a medida usada para ser projetada ao longo dos anos para avaliação de viabilidade financeira. Para construí-lo, basta subtrair da receita de um ano específico todos os gastos realizados neste mesmo período, sejam eles com investimentos durante a implantação, custos de operação e manutenção, financiamento, etc. Caso esta subtração resulte em um valor negativo, isto indicará que houve a necessidade de aporte de capital por parte do empreendedor. Valores positivos, por sua vez, indicam que o caixa gerado no período

observado foi suficiente para atender a todos os custos e despesas, e que o excedente foi distribuído para o empreendedor.

O fluxo de caixa é calculado sendo um somatório dos principais itens; Receita Bruta, Impostos,

Custos e Despesas, Investimentos e Juros e Amortizações. Valores negativos apresentados no fluxo representam o aporte de capital, proveniente tanto do financiamento quanto do capital próprio.

4.2.4.8 Valor Presente

Para estudos de viabilidade econômica e financeira, a moeda utilizada e os montantes projetados devem ser avaliados em uma mesma data, evitando assim interpretações equivocadas e comparações erradas. O cálculo do valor presente de cada componente é realizado. Isto é feito multiplicando os valores da linha “Fluxo de Caixa” pelos valores da linha “Fator de Desconto”, que representam a desvalorização temporal do dinheiro.

4.2.4.9 Valor Presente Líquido e Taxa de Retorno

Com todos os cálculos realizados, é possível chegar-se as duas principais ferramentas de avaliação de viabilidade; O valor presente líquido que representa a soma de todo fluxo de caixa descontado a valor presente, sendo ele o valor do empreendimento, e, a taxa interna de retorno que representa percentualmente os ganhos de capital do empreendimento, passível de ser comparada com outros investimentos na tomada de decisões.

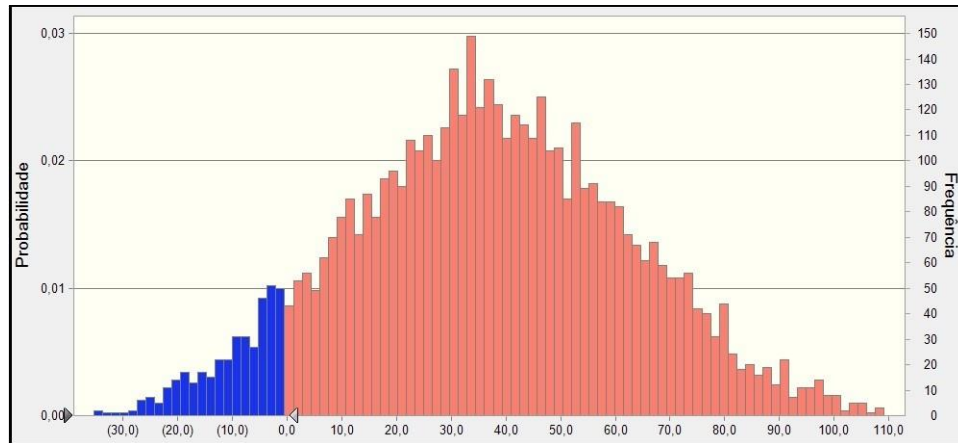
4.3 RESULTADOS

Sobre os primeiros resultados apresentados, pode-se tomar uma decisão mais precisa sobre o investimento apresentado em que, segundo as premissas apresentadas, o investimento tem sim uma taxa de retorno atraente e um valor presente líquido atrativo, mas cabe-se análises mais profundas principalmente relativa a mudança de cenários em que pode-se afetar de maneira considerável a taxa interna de retorno.

Da análise do VPL do modelo de Montecarlo foi obtido um valor de 8% de probabilidade do projeto apresentar um VPL menor que 0, ou seja, das 5000 avaliações realizadas em apenas 400 os valores não são satisfatórios, ao se utilizar as premissas adotadas

no projeto, mostrado na Figura 27. O valor se mostra razoável uma vez que condiz com o que foi dito sobre alguns parâmetros que impactam diretamente e de forma agressiva no resultado.

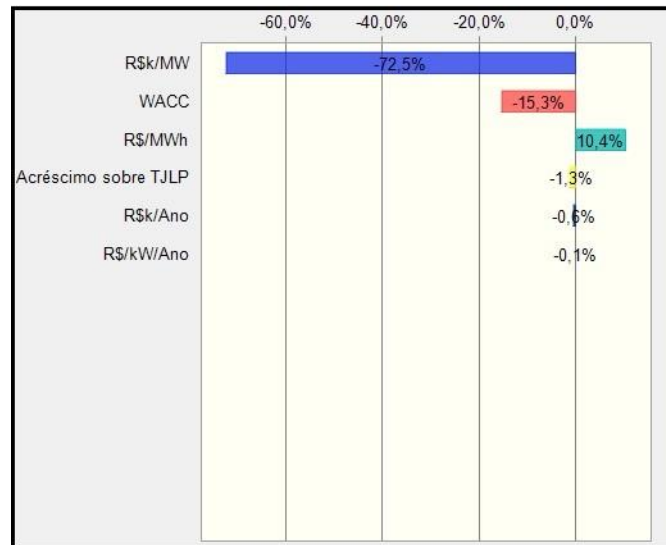
Figura 27 – Resultado da Análise de Monte Carlo



Fonte: Elaborado pelo autor

Da análise de sensibilidade podemos constatar quais são as variáveis livres utilizadas que causam maior efeito sobre o VPL, e são mostradas na Figura 28. O preço da energia é, de longe o principal fator que altera a viabilidade do projeto, e essa variável tem o maior nível de aleatoriedade uma vez que o preço é definido pelo quanto o projeto pode ser competitivo em um ambiente de leilão. Apesar do preço poder representar um alto nível de aleatoriedade esse tipo de análise serve como premissa para um investidor de quão ele pode ser competitivo e agressivo em uma possível disputa pela venda do empreendimento. Ao trabalhar em um ambiente livre esse tipo de variável tem menos impacto já que o preço pode ser pré fixado ai o WACC será o que importará e terá mais impacto. O retorno para o investidor e de como o mercado estará receptivo para um aporte de capital nesse tipo de projeto, de energia. Além disso temos uma sensibilidade, menor, mas não menos importante relativo ao preço por MW da tecnologia, ou seja, de como o investidor vai negociar os contratos dos equipamentos, que representam o maior custo do projeto.

Figura 28 – Sensibilidade das variáveis



Fonte: Elaborado pelo autor

5 CONCLUSÃO

Foi apresentado neste trabalho a análise para viabilidade técnica e financeira de implantação preliminar de um parque eólico. A organização para apresentação da linha de raciocínio e dos fatos foi através da divisão em três partes. Primeiramente, apresentou-se os principais aspectos que compõem um projeto básico desse tipo de empreendimento, desde os estudos de vento até os estudos de estimativa de geração do empreendimento e sua viabilidade financeira. Em seguida, apresentou-se a metodologia de análise usada para definir a viabilidade de implantação de um empreendimento. Por fim, a metodologia apresentada foi aplicada para o estudo do parque eólico situado no Maranhão.

A indústria eólica tem crescido de maneira robusta no últimos anos, mesmo com a recente crise econômica enfrentada pelo país. Isso tem levado a uma boa competitividade e variedade dos players no mercado eólico, trazendo ainda mais investidores para esse tipo de mercado.

O potencial da tecnologia é enorme visto que o setor de energia desempenha um grande papel para a economia do país, ainda mais com diversos indicadores de uma retomada do crescimento da economia. A maior contribuição em termos quantitativos é para a indústria da construção, e em menor número, para O&M. Enquanto o número de empregos para a construção representa cerca de 50% de todos os empregos gerados pela tecnologia, os últimos geram postos de trabalhos permanentes, que estarão presentes durante toda a vida útil do projeto.

O impacto socioeconômico representa um grande fator a nível regional, uma vez que o empreendimento mobilizará uma demanda de serviços na região e trazendo desenvolvimento. O pagamento de arrendamento para proprietários locais, junto com o fato de baixa ocupação da propriedade, confere aos empreendimentos eólicos uma relação inovadora entre os geradores de energia e a comunidade, além de ter o potencial de redução da migração das zonas rurais, o que se torna ainda mais eficaz uma vez que o empreendimento se localiza em regiões do país com um índice alto de migração historicamente.

Do ponto de vista de retorno para o investidor a tecnologia eólica tem grande atratividade já que está intimamente relacionada com a sustentabilidade e isso acaba trazendo um marketing positivo para a empresa que se associa a essa tecnologia assim como financeiramente já que as políticas de incentivos do governo vem facilitando que a viabilidade de um projeto seja algo atrativo. Por meio da redução e, até mesmo, da isenção de certas taxas

nesses projetos o empreendedor consegue melhorar seu retorno aportando mais capital nesse segmento.

Os valores positivos para a atratividade financeira do investimento em fontes renováveis representa um fator muito positivo para o Brasil, uma vez que este país apresenta um vasto território com muitos locais de intenso e constante vento para seu aproveitamento, chamando atenção para investidores privados e fundos públicos de investimento para injetarem recursos nesse tipo de empreendimento renovável, contribuindo para o avanço da geração distribuída no país, aumentando a robustez do sistema elétrico.

A prosperidade do país se dá pela perspectiva de fornecer energia elétrica limpa e a preços competitivos e justos quando comparados com outras usinas como UHE e termoelétrica, ao mesmo tempo que comprova que o desenvolvimento financeiro e tecnológico pode caminhar abraçado com o meio ambiente no qual estão se inserindo.

REFERÊNCIAS

- AMARANTE, O. A. et al. Atlas do potencial eólico brasileiro. In: **Atlas do potencial eólico brasileiro**. [S.l.]: Ministerio de Minas e Energia Eletrobras, 2001.
- ANEEL, **B.I.G.** Agência Nacional Energia Elétrica–ANEEL. Disponível em:< <http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/capacidadebrasil.cfm>.> Acesso em: 20 set. 2017.
- AQUILA, G. et al. Wind power feasibility analysis under uncertainty in the brazilian electricity market. **Energy Economics**, New York, v. 65, p. 127–136, 2017.
- CATAPAN, A.; CATAPAN, E. A.; CATAPAN, D. Cálculo do custo de capital: uma abordagem teórica. **Revista Economia & Tecnologia**, Araucária, v. 6, n. 4, 2010.
- WORLD ENERGY RESOURCES. **World Energy Resources 2016**, 2016. Disponível em:< <http://www.worldenergy.org/events/the-world-energy-congress/23rd-world-energy-congress-istanbul-2016>.> Acesso em: 4 set. 2017.
- COUNCIL, G. W. E. Annual Global Wind Report. Disponível em: <http://www.gwec.net/>. Acesso em: 18 abr. 2017
- DAMODARAN, A. **Investment valuation**: Tools and techniques for determining the value of any asset. Nova Jersey, John Wiley & Sons, 2012. v. 666
- DAMODARAN, A. **Data Breakdown**. Disponível em: <http://www.pages.stern.edu/~adamodar/> Acesso em: 20 jun. 2017
- DINIZ, E. M.; BERMANN, C. Green economy and sustainability. **Estudos Avançados**, São Paulo, v. 26, n. 74, p. 323–330, 2012.
- DUTRA, R. **Energia eólica**: Estado de arte e princípios físicos. Rio de Janeiro. Disponível em: [http://www.cresesb.cepel.br/apresentacoes/20100705_Tecnologia_Eolica_\(2010_updates\).pdf](http://www.cresesb.cepel.br/apresentacoes/20100705_Tecnologia_Eolica_(2010_updates).pdf). Acesso em: 13 ago 2017.
- FADIGAS, E. **Energia eólica**. São Paulo. Editora: Manole, 2011.
- JUSTUS, C. *et al.* Methods for estimating wind speed frequency distributions. **Journal of applied meteorology**, Atlanta, v. 17, n. 3, p. 350–353, 1978.
- KENNEDY, D. **Power sector regulatory reform in transition economies**: progress and lessons learned. Nova Jersey: Wiley, 2003.
- LEITE, A. P. **Modelagem de fazendas eólicas para estudos de confiabilidade**. 2005. 151p. Tese de Pós-Graduação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2005
- MANWELL, J. F.; MCGOWAN, J. G.; ROGERS, A. L. **Wind energy explained**: theory, design and application. Nova Jersey, John Wiley & Sons, 2010.

MARTINS, A. S. **Project finance aplicado ao setor de geração de energia elétrica brasileiro-fontes alternativas**: análise dos riscos e mitigadores em projetos de energia eólica. Rio de Janeiro: Bluncher, 2013.

MOLLY, J. P. Economics of wind farms in brazil. viabilidade econômica de centrais de energia eólica no Brasil. **DEWI Magazin**, n. 25, 2004.

ASSAF NETO, A.; LIMA, F. G.; ARAÚJO, A. M. PROCÓPIO. Uma proposta metodológica para o cálculo do custo de capital no Brasil. **Revista de Administração**, Universidade de São Paulo, v. 43, n. 1, 2008.

SECRETARIA DO ESTADO DE SÃO PAULO, **Atlas eólico do estado de São Paulo**. São Paulo, 2012.

SAMANEZ, C. P. **Gestão de investimentos e geração de valor**. São Paulo: Pearson, 2007.

SIMAS, M. S. **Energia eólica e desenvolvimento sustentável no Brasil**: estimativa da geração de empregos por meio de uma matriz insumo-produto ampliada. 2012. 151 f. Tese (Mestrado em Energia) – Universidade de São Paulo, São Paulo, 2012.

TINDAL, A. **Financing wind farms and the impacts of p90 and p50 yields**. In: **EWEA Wind Resource Assessment Workshop**. Disponível em:< http://www.ewa.org/fileadmin/ewea_documents/documents/events/2011_technology_workshop/presentations/Session_5.1_Andrew_Tindal.pdf.> Acesso em: 30 maio 2017.

TOLMASQUIM, M. T. **Energia renovável**: hidráulica, biomassa, eólica, solar, oceânica. Rio de Janeiro: Empresa de Pesquisa Energética, 2016.

VILLELA, P. C. **Estudo da garantia física em empreendimentos energéticos baseados em fontes renováveis**. 2015. 75 f. Monografia (Graduação) – Universidade de Brasília Faculdade do Gama, Brasília, 2015.

APÊNDICE A – VARIÁVEIS DE ENTRADA DO MODELO

Figura 29 – Variáveis de Entrada do Modelo

Informações Operacionais			
Potência Instalada (MW)	Garantia Física (MW Médios)	Intempestividade	
210,00	92,30	1,00	
Investimento			
Investimento (R\$/MW)	Investimento (R\$MM)		
5.000,0	1.050,0		
Construcao	Inicio	Fim	Periodo de Operacao
48 Months	01/jul/16	01/jul/20	45 Anos
Desembolso do Investimento - % em cada ano			
Ano 1	Ano 2	Ano 3	Ano 4
25,00%	37,50%	37,50%	0,00%
Contrato de Comercializacao no Ambiente Regulado			
R\$/MWh	MW Médio	Início	Fim
190,0	90,20	01/jan/18	31/dez/37
Financiamento			
Acréscimo sobre TJLP	% do Investimento a ser Financiado	Anos de Amortizacao	Inicio da Amortizacao
2,00%	70,00%	20	01/jan/21
O&M	Despesas Gerais	TUSD	TFSEE
R\$/Ano	R\$/Ano	R\$/kW/Ano	0,4% * (R\$/kW/ano)
10.000,00	1.000,0	5,0	578,9
Lucro Presumido			
PIS	COFINS	IR	CSLL
3,00%	0,65%	2,00%	1,08%
Custo de Capital			
Custo de oportunidade	Adicional de Risco	Ke	Data de Análise
12,00%	3,8%	15,80%	01/jan/16

Fonte: Elaborado pelo autor

APÊNDICE B – MODELO DO FLUXO DE CAIXA

Figura 30 – Modelo (2016-2031)

Data		31-dez-15	31-dez-16	31-dez-17	31-dez-18	31-dez-19	31-dez-20	31-dez-21	31-dez-22	31-dez-23	31-dez-24	31-dez-25	31-dez-26	31-dez-27	31-dez-28	31-dez-29	31-dez-30
Ano		2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Dias			366	365	365	365	366	365	365	365	366	365	365	365	366	365	365
Balanco Energético																	
Capacidade																	
Capacidade Instalada (MW)			0,0	0,0	0,0	0,0	105,0	210,0	210,0	210,0	210,0	210,0	210,0	210,0	210,0	210,0	210,0
Garantia Física (MW Médios)			0,0	0,0	0,0	0,0	46,2	92,3	92,3	92,3	92,3	92,3	92,3	92,3	92,3	92,3	92,3
Geração em relação à Garantia Física (%)			0,00%	0,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
Geração Média (MW)			0,0	0,0	0,0	0,0	46,2	92,3	92,3	92,3	92,3	92,3	92,3	92,3	92,3	92,3	92,3
Energia Produzida (GWh)			0,0	0,0	0,0	0,0	405,4	808,5	808,5	808,5	810,8	808,5	808,5	808,5	810,8	808,5	808,5
Obrigação Contratual - ACR (GWh)			0,0	0,0	790,2	790,2	792,3	790,2	790,2	790,2	792,3	790,2	790,2	790,2	792,3	790,2	790,2
Energia ACL - (GWh)			0,0	0,0	-790,2	-790,2	-386,9	18,4	18,4	18,4	18,4	18,4	18,4	18,4	18,4	18,4	18,4
Inflação																	
Inflação Acumulada - IPCA (%)			0,00%	7,24%	14,21%	19,92%	25,91%	30,95%	36,19%	41,63%	47,30%	53,19%	59,32%	65,69%	72,32%	79,21%	86,38%
Cálculo da Receita																	
Preço de Energia (R\$/MWh)																	
Obrigação Contratual - ACR			190,0	203,7	217,0	227,8	239,2	248,8	258,8	269,1	279,9	291,1	302,7	314,8	327,4	340,5	354,1
Recomposição de Lastro - PLD			240,0	257,4	274,1	275,8	277,0	261,9	258,8	269,1	279,9	291,1	302,7	314,8	327,4	340,5	354,1
Energia ACL			240,0	257,4	274,1	287,8	289,6	275,0	272,4	283,3	294,6	306,4	318,6	331,4	344,6	358,4	372,8
Receita Bruta (R\$MM)			0,0	0,0	171,5	180,0	189,5	201,6	209,5	217,8	227,2	235,6	245,0	254,8	265,8	275,6	286,7
Obrigação Contratual - ACR			0,0	0,0	171,5	180,0	189,5	196,6	204,5	212,6	221,7	230,0	239,2	248,7	259,4	269,0	279,8
Energia ACL			0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	5,1	5,0	5,2	5,4	5,6	5,9	6,1	6,4	6,6	6,9
Impostos (R\$MM)			0,0	0,0	11,5	12,1	12,8	13,6	14,1	14,7	15,3	15,9	16,5	17,2	17,9	18,6	19,3
PIS/COFINS			0,0	0,0	6,3	6,6	6,9	7,4	7,6	8,0	8,3	8,6	8,9	9,3	9,7	10,1	10,5
Imposto de Renda e Contribuição Social sobre o Lucro			0,0	0,0	5,3	5,5	5,8	6,2	6,5	6,7	7,0	7,3	7,5	7,8	8,2	8,5	8,8
Cálculo de Custos e Despesas (R\$MM)																	
Aquisição de Energia (R\$MM)			0,0	0,0	216,6	217,9	107,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Recomposição de Lastro - PLD			0,0	0,0	216,6	217,9	107,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Custos Operacionais (R\$MM)			0,0	0,0	0,0	0,0	6,9	14,4	15,0	15,6	16,2	16,9	17,5	18,2	19,0	19,7	20,5
Operação e Manutenção			0,0	0,0	0,0	0,0	6,3	13,1	13,6	14,2	14,7	15,3	15,9	16,6	17,2	17,9	18,6
TUSD			0,0	0,0	0,0	0,0	0,3	0,7	0,7	0,7	0,8	0,8	0,8	0,9	0,9	0,9	1,0
TFSEE			0,0	0,0	0,0	0,0	0,3	0,6	0,7	0,7	0,7	0,7	0,8	0,8	0,8	0,9	0,9
Despesas Não Operacionais (R\$MM)			0,0	0,0	0,0	0,0	0,6	1,3	1,4	1,4	1,5	1,5	1,6	1,7	1,7	1,8	1,9
Despesas			0,0	0,0	0,0	0,0	0,6	1,3	1,4	1,4	1,5	1,5	1,6	1,7	1,7	1,8	1,9
Investimento																	
Investimentos (R\$MM)			262,5	422,2	449,7	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Equity			78,8	126,7	134,9	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Debt			183,8	295,6	314,8	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Estruturação Financeira																	
Taxa de Juros Anual			9,00%	8,50%	8,00%	8,00%	8,00%	8,00%	8,00%	8,00%	8,00%	8,00%	8,00%	8,00%	8,00%	8,00%	8,00%
Mensalidades Restantes no Início do Período			-	-	-	-	-	240	228	216	204	192	180	168	156	144	132
Dívida Restante - Início do Período			-	183,8	494,9	849,3	917,3	990,6	941,1	891,6	842,0	792,5	743,0	693,4	643,9	594,4	544,8
Injeções de Capital			183,8	295,6	314,8	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Amortização			-	-	-	-	-	-49,5	-49,5	-49,5	-49,5	-49,5	-49,5	-49,5	-49,5	-49,5	-49,5
Juros Acumulado			-	15,6	39,6	67,9	73,4	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Juros pagos			-	-	-	-	-	-79,3	-75,3	-71,3	-67,4	-63,4	-59,4	-55,5	-51,5	-47,6	-43,6
Dívida Restante - Final do Período			-	183,8	494,9	849,3	917,3	990,6	941,1	891,6	842,0	792,5	743,0	693,4	643,9	594,4	544,8
Fluxo de Caixa																	
Fluxo de Caixa Descontado (R\$MM)																	
Receita Bruta			0,0	0,0	171,5	180,0	189,5	201,6	209,5	217,8	227,2	235,6	245,0	254,8	265,8	275,6	286,7
Impostos			0,0	0,0	-11,5	-12,1	-12,8	-13,6	-14,1	-14,7	-15,3	-15,9	-16,5	-17,2	-17,9	-18,6	-19,3
Custos e Despesas			0,0	0,0	-216,6	-217,9	-114,7	-15,7	-16,4	-17,0	-17,7	-18,4	-19,1	-19,9	-20,7	-21,5	-22,4
Investimentos com Implantação - Recursos Próprios			-78,8	-126,7	-134,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Juros e Amortizações			0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-128,8	-124,8	-120,9	-116,9	-112,9	-109,0	-105,0	-101,0	-97,1	-93,1
Fluxo de Caixa			-78,8	-126,7	-191,6	-50,0	62,0	43,6	54,2	65,3	77,3	88,4	100,4	112,8	126,1	138,5	151,9
TIR			18,28%														
Cálculo do Valor Presente																	
Valor Presente (R\$MM)																	
Ke (%)			15,80%	15,80%	15,80%	15,80%	15,80%	15,80%	15,80%	15,80%	15,80%	15,80%	15,80%	15,80%	15,80%	15,80%	15,80%
Fator de Desconto			0,86	0,75	0,64	0,56	0,48	0,41	0,36	0,31	0,27	0,23	0,20	0,17	0,15	0,13	0,11
Valor Presente dos Componentes			95,3	-68,01	-94,46	-123,36	-27,82	29,80	18,07	19,41	20,20	20,64	20,39	20,01	19,40	18,73	17,76

Fonte: Elaborado pelo autor

Figura 31 – Modelo (2031-2048)

Data		31-dez-31	31-dez-32	31-dez-33	31-dez-34	31-dez-35	31-dez-36	31-dez-37	31-dez-38	31-dez-39	31-dez-40	31-dez-41	31-dez-42	31-dez-43	31-dez-44	31-dez-45	31-dez-46	31-dez-47	31-dez-48
Ano		2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048
Dias		365	366	365	365	365	366	365	365	365	366	365	365	365	366	365	365	365	366
Balanco Energético																			
Capacidade																			
Capacidade Instalada (MW)		210,0	210,0	210,0	210,0	210,0	210,0	210,0	210,0	210,0	210,0	210,0	210,0	210,0	210,0	210,0	210,0	210,0	210,0
Garantia Física (MW Médios)		92,3	92,3	92,3	92,3	92,3	92,3	92,3	92,3	92,3	92,3	92,3	92,3	92,3	92,3	92,3	92,3	92,3	92,3
Geração em relação à Garantia Física (%)		100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
Geração Média (MW)		92,3	92,3	92,3	92,3	92,3	92,3	92,3	92,3	92,3	92,3	92,3	92,3	92,3	92,3	92,3	92,3	92,3	92,3
Energia Produzida (GWh)																			
Obrigação Contratual - ACR (GWh)		808,5	810,8	808,5	808,5	808,5	810,8	808,5	808,5	808,5	810,8	808,5	808,5	808,5	810,8	808,5	808,5	808,5	810,8
Obrigação Contratual - ACR (GWh)		790,2	792,3	790,2	790,2	790,2	792,3	790,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Energia ACL - (GWh)		18,4	18,4	18,4	18,4	18,4	18,4	18,4	808,5	808,5	810,8	808,5	808,5	808,5	810,8	808,5	808,5	808,5	810,8
Inflação																			
Inflação Acumulada - IPCA (%)		93,83%	101,59%	109,65%	118,04%	126,76%	135,83%	145,26%	155,07%	165,28%	175,89%	186,92%	198,40%	210,34%	222,75%	235,66%	249,09%	263,05%	277,57%
Cálculo da Receita																			
Preço de Energia (R\$/MWh)																			
Obrigação Contratual - ACR		368,3	383,0	398,3	414,3	430,8	448,1	466,0	484,6	504,0	524,2	545,2	567,0	589,6	613,2	637,8	663,3	689,8	717,4
Recomposição de Lastro - PLD		368,3	383,0	398,3	414,3	430,8	448,1	466,0	484,6	504,0	524,2	545,2	567,0	589,6	613,2	637,8	663,3	689,8	717,4
Energia ACL		387,7	403,2	419,3	436,1	453,5	471,7	490,5	510,1	530,6	551,8	573,8	596,8	620,7	645,5	671,3	698,2	726,1	755,1
Receita Bruta (R\$MM)																			
Obrigação Contratual - ACR		291,0	303,5	314,7	327,3	340,4	355,0	368,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Energia ACL		7,1	7,4	7,7	8,0	8,3	8,7	9,0	412,5	429,0	447,4	464,0	482,5	501,8	523,3	542,8	564,5	587,1	612,2
Impostos (R\$MM)																			
PIS/COFINS		10,9	11,3	11,8	12,2	12,7	13,3	13,8	15,1	15,7	16,3	16,9	17,6	18,3	19,1	19,8	20,6	21,4	22,3
Imposto de Renda e Contribuição Social sobre		9,2	9,6	9,9	10,3	10,7	11,2	11,6	12,7	13,2	13,8	14,3	14,9	15,5	16,1	16,7	17,4	18,1	18,9
Cálculo de Custos e Despesas (R\$MM)																			
Aquisição de Energia (R\$MM)																			
Recomposição de Lastro - PLD		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Custos Operacionais (R\$MM)																			
Operação e Manutenção		19,4	20,2	21,0	21,8	22,7	23,6	24,5	25,5	26,5	27,6	28,7	29,8	31,0	32,3	33,6	34,9	36,3	37,8
TUSD		1,0	1,1	1,1	1,1	1,2	1,2	1,3	1,3	1,4	1,4	1,5	1,6	1,6	1,7	1,8	1,8	1,9	2,0
TFSEE		0,9	1,0	1,0	1,1	1,1	1,1	1,2	1,2	1,3	1,3	1,4	1,5	1,5	1,6	1,6	1,7	1,8	1,8
Despesas Não-Operacionais (R\$MM)																			
Despesas		1,9	2,0	2,1	2,2	2,3	2,4	2,5	2,6	2,7	2,8	2,9	3,0	3,1	3,2	3,4	3,5	3,6	3,8
Investimento																			
Investimentos (R\$MM)																			
Equity		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Debt		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Estruturação Financeira																			
Taxa de Juros Anual																			
Mensalidades Restantes no Início do Período		120	108	96	84	72	60	48	36	24	12	-	-	-	-	-	-	-	-
Divida Restante - Início do Período		495,3	445,8	396,3	346,7	297,2	247,7	198,1	148,6	99,1	49,5	-	-	-	-	-	-	-	-
Injeções de Capital		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Amortização		-49,5	-49,5	-49,5	-49,5	-49,5	-49,5	-49,5	-49,5	-49,5	-49,5	-	-	-	-	-	-	-	-
Juros Acumulado		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Juros pagos		-39,6	-35,7	-31,7	-27,7	-23,8	-19,8	-15,9	-11,9	-7,9	-4,0	-	-	-	-	-	-	-	-
Divida Restante - Final do Período		445,8	396,3	346,7	297,2	247,7	198,1	148,6	99,1	49,5	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Fluxo de Caixa																			
Fluxo de Caixa Descontado (R\$MM)																			
Receita Bruta		298,1	310,9	322,5	335,4	348,8	363,7	377,2	412,5	429,0	447,4	464,0	482,5	501,8	523,3	542,8	564,5	587,1	612,2
Impostos		-20,1	-20,9	-21,7	-22,6	-23,5	-24,5	-25,4	-27,8	-28,9	-30,1	-31,2	-32,5	-33,8	-35,2	-36,5	-38,0	-39,5	-41,2
Custos e Despesas		-23,3	-24,2	-25,2	-26,2	-27,2	-28,3	-29,5	-30,6	-31,9	-33,1	-34,5	-35,8	-37,3	-38,8	-40,3	-41,9	-43,6	-45,4
Investimentos com Implantação - Recursos Próprios		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Juros e Amortizações		-89,2	-85,2	-81,2	-77,3	-73,3	-69,3	-65,4	-61,4	-57,5	-53,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Fluxo de Caixa	TIR	165,6	180,6	194,3	209,3	224,8	241,6	257,0	292,7	310,8	330,6	398,3	414,2	430,8	449,4	465,9	484,6	504,0	525,7
Cálculo do Valor Presente																			
Valor Presente (R\$MM)																			
Ke (%)		15,80%	15,80%	15,80%	15,80%	15,80%	15,80%	15,80%	15,80%	15,80%	15,80%	15,80%	15,80%	15,80%	15,80%	15,80%	15,80%	15,80%	15,80%
Fator de Desconto		0,10	0,08	0,07	0,06	0,05	0,05	0,04	0,03	0,03	0,03	0,02	0,02	0,02	0,02	0,01	0,01	0,01	0,01
Valor Presente dos Componentes		15,84	14,91	13,86	12,89	11,95	11,10	10,19	10,02	9,19	8,45	8,79	7,89	7,09	6,38	5,72	5,13	4,61	4,15

Fonte: Elaborado pelo autor

Figura 32 – Modelo (2048-2065)

Data		31-dez-49	31-dez-50	31-dez-51	31-dez-52	31-dez-53	31-dez-54	31-dez-55	31-dez-56	31-dez-57	31-dez-58	31-dez-59	31-dez-60	31-dez-61	31-dez-62	31-dez-63	31-dez-64	31-dez-65
Ano		2049	2050	2051	2052	2053	2054	2055	2056	2057	2058	2059	2060	2061	2062	2063	2064	2065
Dias		365	365	365	366	365	365	365	366	365	365	365	366	365	365	365	366	365
Balanco Energético																		
Capacidade																		
Capacidade Instalada (MW)		210,0	210,0	210,0	210,0	210,0	210,0	210,0	210,0	210,0	210,0	210,0	210,0	210,0	210,0	210,0	210,0	104,7
Garantia Física (MW Médios)		92,3	92,3	92,3	92,3	92,3	92,3	92,3	92,3	92,3	92,3	92,3	92,3	92,3	92,3	92,3	92,3	46,0
Geração em relação à Garantia Física (%)		100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
Geração Média (MW)		92,3	92,3	92,3	92,3	92,3	92,3	92,3	92,3	92,3	92,3	92,3	92,3	92,3	92,3	92,3	92,3	46,0
Energia Produzida (GWh)		808,5	808,5	808,5	810,8	808,5	808,5	808,5	810,8	808,5	808,5	808,5	810,8	808,5	808,5	808,5	810,8	403,2
Obrigaçao Contratual - ACR (GWh)		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Energia ACL - (GWh)		808,5	808,5	808,5	810,8	808,5	808,5	808,5	810,8	808,5	808,5	808,5	810,8	808,5	808,5	808,5	810,8	403,2
Inflação																		
Inflação Acumulada - IPCA (%)		292,67%	308,38%	324,72%	341,70%	359,37%	377,75%	396,86%	416,73%	437,40%	458,90%	481,25%	504,50%	528,68%	553,83%	579,98%	607,18%	635,47%
Cálculo da Receita																		
Preço de Energia (R\$/MWh)																		
Obrigaçao Contratual - ACR		746,1	775,9	807,0	839,2	872,8	907,7	944,0	981,8	1.021,1	1.061,9	1.104,4	1.148,6	1.194,5	1.242,3	1.292,0	1.343,6	1.397,4
Recomposição de Lastro - PLD		746,1	775,9	807,0	839,2	872,8	907,7	944,0	981,8	1.021,1	1.061,9	1.104,4	1.148,6	1.194,5	1.242,3	1.292,0	1.343,6	1.397,4
Energia ACL		785,3	816,8	849,4	883,4	918,7	955,5	993,7	1.033,5	1.074,8	1.117,8	1.162,5	1.209,0	1.257,4	1.307,7	1.360,0	1.414,4	1.470,9
Receita Bruta (R\$MM)		635,0	660,4	686,8	716,2	742,9	772,6	803,5	837,9	869,0	903,8	939,9	980,2	1.016,6	1.057,3	1.099,6	1.146,7	593,0
Obrigaçao Contratual - ACR		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Energia ACL		635,0	660,4	686,8	716,2	742,9	772,6	803,5	837,9	869,0	903,8	939,9	980,2	1.016,6	1.057,3	1.099,6	1.146,7	593,0
Impostos (R\$MM)		42,7	44,4	46,2	48,2	50,0	52,0	54,1	56,4	58,5	60,8	63,3	66,0	68,4	71,2	74,0	77,2	39,9
PIS/COFINS		23,2	24,1	25,1	26,1	27,1	28,2	29,3	30,6	31,7	33,0	34,3	35,8	37,1	38,6	40,1	41,9	21,6
Imposto de Renda e Contribuição Social sobre i		19,6	20,3	21,2	22,1	22,9	23,8	24,7	25,8	26,8	27,8	29,0	30,2	31,3	32,6	33,9	35,3	18,3
Cálculo de Custos e Despesas (R\$MM)																		
Aquisição de Energia (R\$MM)		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Recomposição de Lastro - PLD		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Custos Operacionais (R\$MM)		43,2	45,0	46,8	48,6	50,6	52,6	54,7	56,9	59,2	61,5	64,0	66,6	69,2	72,0	74,9	77,9	40,4
Operação e Manutenção		39,3	40,8	42,5	44,2	45,9	47,8	49,7	51,7	53,7	55,9	58,1	60,5	62,9	65,4	68,0	70,7	36,7
TUSD		2,1	2,1	2,2	2,3	2,4	2,5	2,6	2,7	2,8	2,9	3,1	3,2	3,3	3,4	3,6	3,7	1,9
TFSEE		1,9	2,0	2,1	2,1	2,2	2,3	2,4	2,5	2,6	2,7	2,8	2,9	3,1	3,2	3,3	3,4	1,8
Despesas Não-Operacionais (R\$MM)		3,9	4,1	4,2	4,4	4,6	4,8	5,0	5,2	5,4	5,6	5,8	6,0	6,3	6,5	6,8	7,1	3,7
Despesas		3,9	4,1	4,2	4,4	4,6	4,8	5,0	5,2	5,4	5,6	5,8	6,0	6,3	6,5	6,8	7,1	3,7
Investimento																		
Investimentos (R\$MM)		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Equity		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Debt		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Estruturação Financeira																		
Taxa de Juros Anual		8,00%	8,00%	8,00%	8,00%	8,00%	8,00%	8,00%	8,00%	8,00%	8,00%	8,00%	8,00%	8,00%	8,00%	8,00%	8,00%	8,00%
Mensalidades Restantes no Início do Período		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Divida Restante - Início do Período		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Injeções de Capital		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Amortização		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Juros Acumulado		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Juros pagos		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Divida Restante - Final do Período		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Fluxo de Caixa																		
Fluxo de Caixa Descontado (R\$MM)																		
Receita Bruta		635,0	660,4	686,8	716,2	742,9	772,6	803,5	837,9	869,0	903,8	939,9	980,2	1.016,6	1.057,3	1.099,6	1.146,7	593,0
Impostos		-42,7	-44,4	-46,2	-48,2	-50,0	-52,0	-54,1	-56,4	-58,5	-60,8	-63,3	-66,0	-68,4	-71,2	-74,0	-77,2	-39,9
Custos e Despesas		-47,2	-49,1	-51,0	-53,1	-55,2	-57,4	-59,7	-62,1	-64,5	-67,1	-69,8	-72,6	-75,5	-78,5	-81,7	-84,9	-44,0
Investimentos com Implantação - Recursos Pró		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Juros e Amortizacoes		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Fluxo de Caixa	TIR	545,1	566,9	589,6	615,0	637,7	663,2	689,7	719,4	746,0	775,8	806,9	841,6	872,7	907,6	943,9	984,6	509,1
Cálculo do Valor Presente																		
Valor Presente (R\$MM)																		
Ke (%)		15,00%	15,00%	15,00%	15,00%	15,00%	15,00%	15,00%	15,00%	15,00%	15,00%	15,00%	15,00%	15,00%	15,00%	15,00%	15,00%	15,00%
Fator de Desconto		0,01	0,01	0,01	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Valor Presente dos Componentes		3,72	3,34	3,00	2,70	2,42	2,17	1,95	1,76	1,57	1,41	1,27	1,14	1,02	0,92	0,83	0,74	0,33

Fonte: Elaborado pelo autor