

UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARANÁ

ANDRÉ LUIZ PAWLAK MUNHOZ  
ANDRESSA LUIZA ALBERTI

**MODELO COMPUTACIONAL PARA ANÁLISE DE VIABILIDADE TÉCNICA E  
ECONÔMICA DE PARQUES DE GERAÇÃO EÓLICA NO BRASIL**

CURITIBA

2019

ANDRÉ LUIZ PAWLAK MUNHOZ

ANDRESSA LUIZA ALBERTI

**MODELO COMPUTACIONAL PARA ANÁLISE DE VIABILIDADE TÉCNICA E  
ECONÔMICA DE PARQUES DE GERAÇÃO EÓLICA NO BRASIL**

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado ao curso de Engenharia Elétrica, ênfase em Eletrotécnica, Setor de Tecnologia, Universidade Federal do Paraná – *Campus* Curitiba, como requisito parcial à obtenção do título de Bacharel em Engenharia Elétrica.

Orientador: Prof. Dr. Clodomiro Unsihuay Vila  
Coorientador: Eng. Eletricista Alexander Clasen  
Back

CURITIBA

2019

## **TERMO DE APROVAÇÃO**

**ANDRÉ LUIZ PAWLAK MUNHOZ**  
**ANDRESSA LUIZA ALBERTI**

### **MODELO COMPUTACIONAL PARA ANÁLISE DE VIABILIDADE TÉCNICA E ECONÔMICA DE PARQUES DE GERAÇÃO EÓLICA NO BRASIL**

Trabalho de Conclusão de Curso aprovado como requisito parcial à obtenção do título de Bacharel em Engenharia Elétrica, Curso de Graduação em Engenharia Elétrica, Setor de Tecnologia, Universidade Federal do Paraná – *Campus* Curitiba, pela seguinte banca examinadora:

---

Orientador: Prof. Dr. Clodomiro Unsihuay Vila  
Departamento de Engenharia Elétrica, UFPR

---

Prof. Dr. Sebastião Ribeiro Junior  
Departamento de Engenharia Elétrica, UFPR

---

Prof. Dr. Wilson Arnaldo Artuzi Junior  
Departamento de Engenharia Elétrica, UFPR

Curitiba, 06 de dezembro de 2019

## **AGRADECIMENTOS**

Agradecemos a Deus, pela disposição e força que nos permitiu realizar este trabalho.

Às nossas famílias pelo suporte que nos foi dado, pela paciência e educação ao longo desses anos.

Ao Prof. Dr. Clodomiro Unsihuay Vila pelos conselhos, orientações e apoio.

Ao Eng. Alexander Classen Back pela paciência, pelos ensinamentos e pela disposição em ensinar e nos ajudar.

À Camargo Schubert Engenharia Eólica pela receptividade, confiança e auxílio.

Aos companheiros do Diretório Acadêmico de Engenharia Elétrica, DAEL, que por anos nos ajudaram em nossa jornada acadêmica, sempre ao nosso lado.

Aos amigos do Conselho dos Estudantes do Setor de Tecnologia, C7, por todos os momentos que passamos juntos.

Agradecemos a todos que de alguma maneira contribuíram para a elaboração deste trabalho.

“Desenvolvimento é ser dono do seu próprio destino.”

Celso Furtado

## RESUMO

Este trabalho consiste na elaboração de um modelo computacional no *Software Excel* da *Microsoft* para realização de análise de viabilidade técnica e econômica para execução de projetos de parques eólicos no Brasil. Por meio de medições de velocidade e de direção de ventos, bem como de parâmetros financeiros e curva de potência de aerogeradores é possível visualizar graficamente a projeção dos resultados destes tipos de projetos. Em adição, através da distribuição de Weibull e critérios estabelecidos pelas resoluções da ANEEL é possível estimar a garantia física do parque eólico. Desta forma, o presente modelo serve como ferramenta de tomada de decisão por parte de investidores, desenvolvedores, engenheiros e demais profissionais para execução de parques de energia eólica.

Palavras-chave: Análise Financeira, Análise Técnica Econômica, parque eólico, modelo computacional.

## **ABSTRACT**

This work consists of the elaboration of a computational model in Microsoft Excel Software to perform technical and economic feasibility analysis for the execution of wind farm projects in Brazil. Through wind speed and direction measurements, as well as financial parameters and wind turbine power curve, it is possible to visualize graphically the projection of results of these project types. In addition, through the Weibull Distribution and criteria established by ANEEL, it is possible to estimate the physical guarantee of the wind farm. Thus, the present model acts as a decision-making tool for investors, developers, engineers and other professionals for the implementation of wind energy parks.

Keywords: Financial Analysis, Economic Technical Analysis, wind farm, computational model.

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1- Evolução dos aerogeradores desde 1980.....	14
Figura 2– Frequência de ventos a 70 metros de altura.....	15
Figura 3 - Aerogerador .....	17
Figura 4– Curva típica de potência de um aerogerador.....	18
Figura 5 – Componentes aerogerador .....	19
Figura 6 - Relação entre saldo devedor e o período de amortização SAC.....	23
Figura 7 - Relação entre saldo devedor e o período de amortização PRICE.....	24
Figura 8 – Etapas do modelo computacional.....	25
Figura 9 - Exemplo de fluxo de caixa .....	32
Figura 10 – Atlas do Potencial Eólico da Paraíba.....	33
Figura 11 – Região escolhida para análise, torre anemométrica de Damião.....	34
Figura 12 – Frequência de ventos a 70 metros de altura. ....	35
Figura 13 – Frequência de ventos a 70 metros de altura. ....	35
Figura 14 – Frequência de ventos a 100 metros de altura. ....	37
Figura 15 – Frequência de ventos a 100 metros de altura. ....	37
Figura 16 – Frequência de ventos a 101,6 metros de altura.....	39
Figura 17 – Frequência de ventos a 101,6 metros de altura.....	39
Figura 18 – Frequência de ventos a 101,6 metros de altura.....	41
Figura 19 – Frequência de ventos a 101,6 metros de altura.....	42
Figura 20 – Curva de potência do Aerogerador GE 5.3.....	44
Figura 21 – Curva de potência do Aerogerador Vestas 4.2. ....	44
Figura 22 – Curva de potência do Aerogerador Gamesa 6.0. ....	45
Figura 23 – Comparativo da EAG de cada Aerogerador. ....	46
Figura 24 - Evolução no preço. ....	49
Figura 25 - Custo de Energia. ....	50
Figura 26 - Evolução econômica aerogerador GE 5.3. ....	51
Figura 27 - Evolução econômica aerogerador Vestas 4.2.....	51
Figura 28 - Evolução econômica aerogerador Gamesa 6.0.....	52

## LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – PARÂMETROS DE WEIBULL.....	27
Tabela 2 – Cálculos potencial energético.....	29
Tabela 3 - Premissas a serem definidas pelo usuário.....	30
Tabela 4 - Demonstração de Resultados Econômicos. ....	31
Tabela 5 – Dados coletados à 70 metros de altura. ....	36
Tabela 6 – Determinação dos parâmetros de Weibull por MMQ.....	36
Tabela 7 - Dados coletados à 100 metros de altura. ....	38
Tabela 8 – Determinação dos parâmetros de Weibull por MMQ.....	38
Tabela 9 - Dados coletados à 100 metros de altura. ....	40
Tabela 10 – Determinação dos parâmetros de Weibull por MMQ a 101,6 metros.....	40
Tabela 11 – Parâmetros de Weibull para 101,6 metros de altura. ....	42
Tabela 12 - Densidades anual e mensal. ....	43
Tabela 13 - Cálculo de EAG.....	46
Tabela 14 – Determinação dos parâmetros energéticos. ....	48
Tabela 15 - Premissas para análise econômica. ....	48
Tabela 16 - Viabilidade econômica do projeto.....	50
Tabela 17 – Variação da TIR por preço da energia para cada projeto.....	52

## LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ABEE	-	Associação Brasileira de Energia Eólica
ACL	-	Ambiente de Contratação Livre
ACR	-	Ambiente de Contratação Regulado
ANEEL	-	Agência Nacional de Energia Elétrica
BNDES	-	Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social
CAPEX	-	Capital Expenditure
CAPM	-	Capital Asset Pricing Model
CCEE	-	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
EAG	-	Energia Anual Gerada
EPE	-	Empresa de Pesquisa Energética
FC	-	Fator de Capacidade
FMI	-	Fundo Monetário Internacional
GESEL	-	Grupo de Estudos do Setor Elétrico
GF	-	Garantia Física
IL	-	Índice de Lucratividade
MME	-	Ministério de Minas e Energia
MMQ	-	Método dos Mínimos Quadrados
OPEX	-	Operational Expenditure
PCH	-	Pequena Central Hidrelétrica
PDE	-	Plano Decenal de Expansão de Energia
PIB	-	Produto Interno Bruto
PLD	-	Preço de Liquidação das Diferenças
PROINFA	-	Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica
ROI	-	Retorno Sobre Investimento
SAC	-	Sistema de Amortização Constante
SAF	-	Sistema de Amortização Francês
SIN	-	Sistema Interligado Nacional
TEIF	-	Taxa de Indisponibilidade Forçada
TIR	-	Taxa Interna de Retorno
TUSD	-	Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição
TUST	-	Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão
VPL	-	Valor Presente Líquido

## SUMÁRIO

<b>1 INTRODUÇÃO .....</b>	<b>11</b>
1.1 CONTEXTO .....	11
1.2 OBJETIVOS .....	12
1.2.1 Objetivo geral .....	12
1.2.2 Objetivos específicos.....	13
<b>2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA .....</b>	<b>13</b>
2.1 ENERGIA EÓLICA.....	13
2.1 VENTO .....	14
2.3 DISTRIBUIÇÃO DE WEIBULL.....	15
2.4 ENERGIA E POTÊNCIA EÓLICA .....	16
2.5 AEROGERADORES.....	19
2.6 MERCADO LIVRE DE ENERGIA .....	20
2.7 ANÁLISE ECONÔMICA .....	21
<b>3 METODOLOGIA APLICADA.....</b>	<b>24</b>
3.1 PERFIL DO VENTO.....	25
3.2 POTENCIAL ENERGÉTICO.....	28
3.3 ANÁLISE FINANCEIRA DO PROJETO EÓLICO.....	30
FONTE: Os autores (2019).....	31
<b>4 RESULTADOS.....</b>	<b>32</b>
4.1 DETERMINAÇÃO DO LOCAL.....	33
4.2 DETERMINAÇÃO DOS PARÂMETROS DE WEIBULL.....	34
4.3 CURVAS DOS AEROGERADORES.....	43
4.4 CÁLCULO ENERGÉTICO .....	45
4.5 VIABILIDADE FINANCEIRA .....	48
<b>5 CONSIDERAÇÕES FINAIS .....</b>	<b>52</b>
<b>6 BIBLIOGRAFIA .....</b>	<b>54</b>
<b>ANEXO A – DADOS ATLAS EÓLICO DA PARAÍBA.....</b>	<b>58</b>

# 1 INTRODUÇÃO

## 1.1 CONTEXTO

Em 2011, o Produto Interno Bruto, PIB, do Brasil atingiu o patamar de US\$ 2,48 trilhões, colocando o país latino-americano, pela primeira vez, na posição de sexta maior economia mundial, à frente do Reino Unido, que naquele ano havia registrado a marca de US\$ 2,26 trilhões, segundo dados do *Centre for Economics and Business Research*, CEBR. Relevante fato, considerando que em 2002 a ex-colônia portuguesa ocupara a 12ª posição no *ranking* das maiores economias.

Todavia, em 2019 a conjuntura econômica brasileira não é tão otimista, e está em patamares bem mais baixos de desempenho. Segundo dados do boletim Focus, do Banco Central – publicado em 28 de junho de 2019 - a projeção de expansão da PIB para esse ano foi reduzida pela 18ª vez consecutiva, chegando a 0,85% ao ano. Ainda caminhando para a superação da crise que se iniciou em 2014, o país necessita de investimentos para voltar aos patamares do pré-crise, fato não condizente com a política econômica contracionista atual, dada a implantação do teto de gastos públicos da Emenda Constitucional 95, por exemplo, ou mesmo a diminuição do crédito público (fato observado com o anúncio feito por Carlos Thadeu de Freitas, diretor financeiro do Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social, BNDES, ao jornal Estadão, publicado no *site* desse jornal em 07 de janeiro de 2019, de que o banco devolveria ao Tesouro Nacional cerca de R\$ 100 bilhões). Destaca-se aqui a relevância disso, pois de acordo com o artigo “BNDES e o Setor Elétrico” publicado pelo Grupo de Estudos do Setor Elétrico, GESEL, da UFRJ, o Banco teve papel estratégico para a expansão da infraestrutura elétrica brasileira, de 2000 a 2017.

Considerando o cenário acima ilustrado, e sabendo dos novos desafios da economia brasileira, não se pode desconsiderar a política de expansão da matriz energética, dado que o consumo de energia do Brasil, de acordo com o Plano Decenal de Expansão de Energia 2027, PDE 2027, publicado e elaborado pela Empresa de Pesquisa Energética, EPE, tende a crescer cerca de 2,7% ao ano, de 2017 a 2027. Naturalmente, a expansão ou retração da economia está intimamente ligada à capacidade de geração de energia que um país tem. Ainda, se a produção

de energia deve acompanhar o aumento da demanda, investir na geração de energia pode ser um negócio rentável a investidores.

Segundo o Boletim Anual de Geração Eólica 2018 da Associação Brasileira de Energia Eólica, ABEEólica, a energia eólica chegou a 14,71 GW de potência instalada em 2018, consolidando-se como a segunda maior matriz em matéria de potência instalada no Sistema Interligado Nacional, SIN. Além do mais, o Brasil, até o momento, é signatário do Acordo de Paris, e, portanto, almeja significativa redução das emissões de totais de gases poluentes o que faz com que o investimento em energias renováveis seja meta das políticas públicas de energia. Outro fato necessário a ser considerado é o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (Proinfa), instituído pela Lei 10.438/2002, responsável pelo crescimento expressivo da energia eólica no país, de 30 MW de capacidade instalada em 2002 para cerca de 1,4 GW instalado em 2011. Usando recursos do BNDES, e tendo a energia comercializada pela Eletrobrás – Centrais Elétricas Brasileiras S.A. – estatal e maior empresa brasileira de geração de energia, o programa colocou a energia eólica num novo patamar de relevância.

Diante dos pontos apresentados, faz-se atividade relevante e de grandes oportunidades analisar a energia eólica, pela ótica técnica do engenheiro e pela econômica do investidor, considerando riscos, cenários macroeconômicos e atratividade do negócio. Portanto, o presente trabalho se dará em duas partes, a primeira será o modelo computacional em si, para projetar um parque de geração eólica no Brasil, levando-se em conta características climáticas, principalmente do vento em determinada localidade. Ao passo que a segunda parte consistirá na análise das perspectivas financeiras e econômicas do projeto, estudando a viabilidade desse e fazendo um levantamento sobre os possíveis riscos do investidor dado o cenário energético brasileiro atual.

## 1.2 OBJETIVOS

### 1.2.1 Objetivo geral

O objetivo geral deste trabalho consiste em propor um modelo computacional de dimensionamento e projeto de parque de geração eólica,

analisando as oportunidades comerciais e cenários de mercado, no Ambiente de Contratação Regulado, ACR, e comentar possíveis dificuldades de implementação no Ambiente de Contratação Livre, ACL, para o empreendedor. Além disso, estudar os possíveis riscos aos quais os empreendedores e investidores estão sujeitos com o empreendimento, por exemplo uma possível exposição no MCP (Mercado de Curto Prazo) que será valorado ao PLD (Preço de Liquidação das Diferenças).

### 1.2.2 Objetivos específicos

Entre os objetivos específicos destacam-se:

1. Dimensionar um parque de geração eólica numa determinada localidade no Brasil.
2. Realizar e analisar as projeções de geração de energia elétrica do referido parque, considerando as instalações físicas propostas.
3. Realizar um Estudo de Viabilidade Técnica e Econômica do referido projeto, estimando valores de *CAPEX (Capital Expenditure)* e analisando estudos sobre *OPEX, (Operational Expenditure)*.
4. Analisar oportunidades comerciais do projeto em diferentes ambientes e cenários de contratação de energia.
5. Estudar os riscos e exposições do investidor do projeto.
6. Calcular os indicadores financeiros (VPL, TIR, Payback), projeção de custos e receitas e projeção de fluxo de caixa do projeto, dados os diferentes cenários possíveis de contratação da energia gerada.

## 2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

### 2.1 ENERGIA EÓLICA

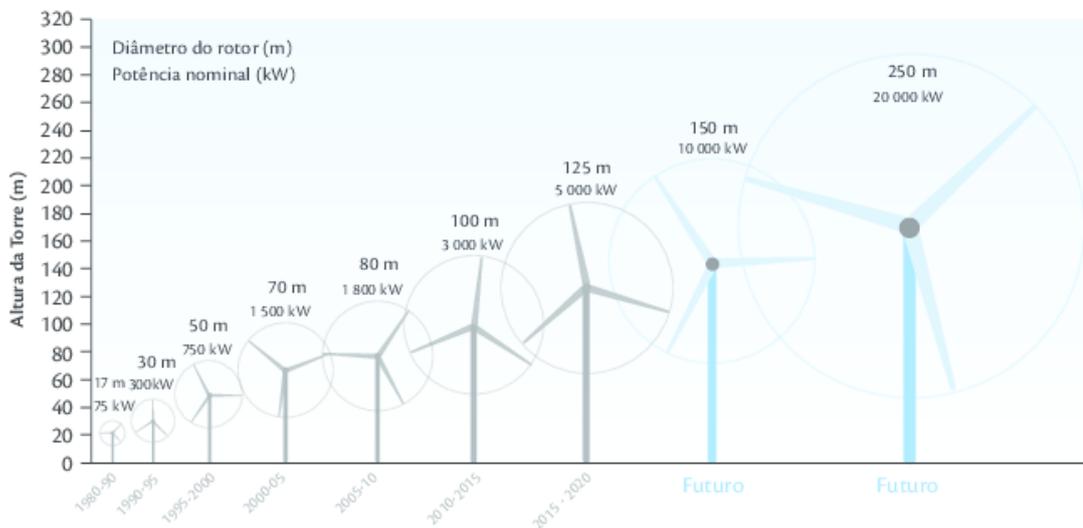
A energia eólica vem se tornando ao longo dos anos umas das mais importantes fontes de energia renovável e gera energia através do movimento dos ventos. Os estudos e tecnologias para otimizar essa conversão de energia crescem de forma exponencial. A conversão da energia cinética dos ventos em energia elétrica é algo mais recente, início do século XX, ao passo que a utilização dessa energia para fins mecânicos foi desenvolvida há tempos.

Estima-se que os primeiros cata-ventos foram inventados por volta de 200 a.C. pela sociedade Persa (CRESESB, 2017), na época sua utilização era para

bombear água para irrigar as plantações, facilitando a agricultura. Ao longo dos anos, a sociedade entendeu que poderia utilizar a mesma energia que movia os moinhos de vento para captação de água para gerar energia elétrica. Aplicando então o conceito de que o vento incide numa pá que movimenta o eixo de um motor, convertendo energia mecânica em energia elétrica, desenvolveu-se o primeiro aerogerador de grande porte, na Rússia de 1931, chamado de Balaclava (CRESESB, 2017) tinha potência de 100kW e era conectado a uma usina termoelétrica.

Pode-se notar na Figura 1, o crescimento da potência instalada e altura de Hub dos aerogeradores ao longo dos anos.

Figura 1- Evolução dos aerogeradores desde 1980



Fonte: Programa demonstrativo para inovação em cadeia produtiva selecionada - Energia Eólica, 2015

Por fim, como já visto a energia eólica pode ser convertida em energia elétrica por meio de turbinas eólicas ou mesmo em potência mecânica para realizar o trabalho (CUSTÓDIO,2013). No caso da conversão em energia elétrica, a potência de uma turbina eólica pode ser obtida pela equação 2.1 a seguir:

$$P = \frac{1}{2} * \rho * A_r * v^3 * C_p \quad (2.1)$$

Onde  $\rho$  é a densidade do ar,  $A_r = \pi * r^2$ , a área varrida pelas hélices da turbina,  $C_p$  a massa específica do ar e  $v^3$  a velocidade do vento.

A seguir, serão abordados os demais conceitos para a avaliação do potencial eólico de determinada região e para o melhor entendimento desse trabalho.

## 2.1 VENTO

O Sol aquece de maneira multiforme a terra. O que faz com que as porções de ar das diferentes camadas da atmosfera tenham temperaturas e pressões diferentes, fazendo com que o ar se desloque das áreas de maior pressão para as de menor, originando o vento, que nada mais é do que o movimento do ar. Esse movimento pode ser influenciado por diversos aspectos, fazendo com que a velocidade e direção do vento sejam grandezas aleatórias, portanto a potência extraída do mesmo varia proporcionalmente a sua oscilação. Para melhor aproveitar o potencial eólico é necessário realizar, além dos estudos relacionados ao comportamento do vento de uma determinada região, o estudo do terreno e sua localização.

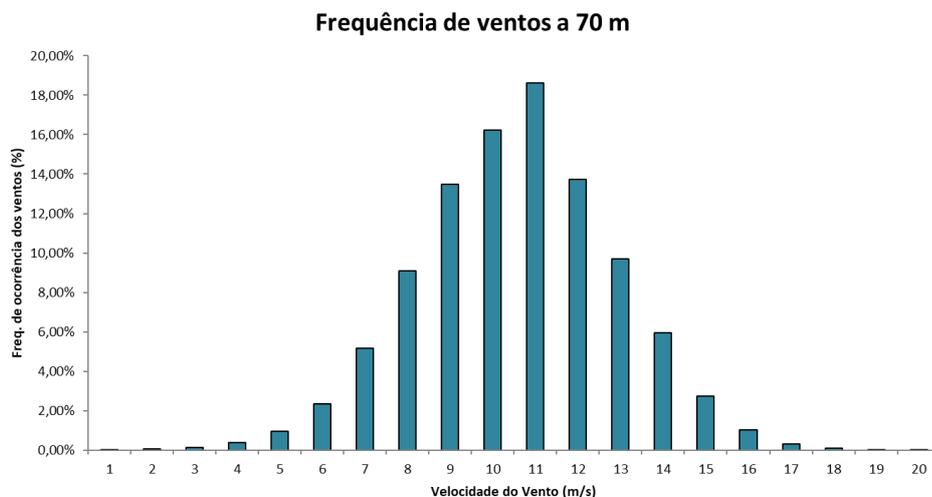
O estudo do comportamento dos ventos em uma determinada região é realizado através de equipamentos de medição de velocidade e direção de vento a uma determinada altura, chamados de anemômetros. Com as medições anemométricas é possível estimar o potencial eólico de uma determinada região.

Pelo fato dos ventos terem comportamentos aleatórios, portanto não determinísticos, faz-se necessário o uso de ferramentas estatísticas para modelá-lo (LEITE, BORGES e FALCÃO, 2005). A distribuição da velocidade do vento é representada pela função de densidade de probabilidade  $f(v)$ , apresentada na equação 2.2 a seguir:

$$V = \int v * f(v) dv \quad (2.2)$$

Sendo que  $v$  é a velocidade do vento em metros por segundo. Além disso, a mais adequada função de densidade de probabilidade que modela o comportamento do vento é a função de Weibull, que pode ser vista na figura 2 abaixo:

Figura 2– Frequência de ventos a 70 metros de altura.



Fonte: Os autores (2019)

### 2.3 DISTRIBUIÇÃO DE WEIBULL

Para a determinação correta do potencial eólico de uma região é necessário empregar de modelos estatísticos a fim de modelar de forma probabilística as curvas de comportamento dos ventos, frequência das velocidades e demais determinantes.

A ferramenta mais utilizada para modelar o comportamento do vento é a distribuição de Weibull. A função de Weibull expressa a distribuição de densidade da probabilidade  $f(v)$  de ocorrência de um determinado fenômeno, ou no caso específico deste trabalho, expressa a probabilidade de ocorrência do vento a uma determinada velocidade num determinado período, conforme expresso na função 2.3:

$$f(v) = \left(\frac{k}{c}\right) \left(\frac{v}{c}\right)^{k-1} \exp\left[-\left(\frac{v}{c}\right)^k\right] \begin{cases} k > 0 \\ c > 1 \\ v \geq 0 \end{cases} \quad (2.3)$$

Onde,

$c$  – Fator de escalas em unidades de velocidade do vento

$k$  – Fator de forma adimensional

$v$  - Variável aleatória de velocidade do vento

Para a determinação de  $k$  é necessário o cálculo da variância das velocidades eólicas em torno da média. Ou seja, calcula-se a velocidade média e o desvio padrão, pelas seguintes equações:

$$V = \int v * f(v) dv \quad (2.2)$$

$$\sigma^2 = \int_{-\infty}^{\infty} (v - V)^2 * f(v) dv \quad (2.4)$$

Para cálculo do  $c$  e  $k$  de Weibull pode-se utilizar o conceito de Araujo (1989), como pode ser visto a baixo:

$$k = \left(\frac{\sigma}{V}\right)^{-1,086} \quad (2.5)$$

$$c = \frac{V}{\Gamma(1+(1/k))} \quad (2.6)$$

Onde  $\Gamma$ , é a função Gamma, que pode ser calculada através de:

$$\Gamma(x) = \int_0^1 \left[\ln\left(\frac{1}{t}\right)\right]^{(x-1)} dt \quad (2.7)$$

Onde  $x = (1 + 1/k)$ .

## 2.4 ENERGIA E POTÊNCIA EÓLICA

Como já citado anteriormente, a energia eólica é a conversão da energia cinética do vento em energia elétrica. A energia cinética pode ser definida por:

$$E_c = \frac{m \cdot v^2}{2} \quad (2.8)$$

Figura 3 - Aerogerador



Fonte: Noctula – consultores ambientais.

Considerando que o vento que vai de encontro às pás do aerogerador possui uma massa  $m$  e que essa pode ser representada pelo produto do volume pela densidade, a equação da potência disponível transportada pelo vento pode ser escrita da seguinte maneira:

$$P_{disp} = \frac{1}{2} * \rho * A * v^3 \quad (2.9)$$

Ou seja, a potência disponível pelo vento é dependente de três fatores, a densidade do vento na região, a área pela qual acontece a captação do vento no aerogerador, que nada mais é do que área varrida pelas pás que compõe a turbina, e a velocidade do vento elevada ao cubo.

A potência gerada pelo sistema pode ser obtida através de:

$$P_g = \eta_t * P_{disp} \quad (2.10)$$

Onde  $\eta$  é o rendimento de todas as componentes do sistema de geração de energia eólica. Por fim substituindo a massa específica do ar o cálculo da potência disponível fica da seguinte forma:

$$P_{disp} = \frac{1}{2} * \rho * A_r * v^3 * C_p \quad (2.11)$$

É importante ressaltar de que as turbinas eólicas não geram energia a qualquer velocidade de vento. A seguir pode-se observar que existem determinadas velocidades mínimas e máximas para que um aerogerador opere.

Figura 4– Curva típica de potência de um aerogerador.



Fonte: Metodologia simplificada para avaliação do potencial de energia eólica em centros urbanos.

A produção anual de energia gerada pelo aerogerador pode ser calculada através da seguinte equação:

$$E_G = P_I * FC * 8760 \text{ h/ano} \quad (2.12)$$

Onde:

$E_G$  – Energia anual gerada

$P_I$  – Potência instalada

FC – Fator de capacidade

O fator de capacidade é a relação entre a potência instalada e potência efetiva, ele está entre 1 e 0, e quanto mais próximo de um ele estiver maior será o aproveitamento da energia gerada.

## 2.5 AEROGERADORES

Os aerogeradores nada mais são do que as turbinas eólicas responsáveis por converter a energia cinética dos ventos em energia elétrica. Há duas categorias de turbinas eólicas, o que as diferencia é a orientação do rotor em relação ao solo, podendo ser horizontal ou vertical. As turbinas mais utilizadas na geração de energia eólica são as que possuem eixo horizontal, isso devido à eficiência superior as que possuem eixo vertical.

A captação de energia pode ser dividida em três fases: captação, conversão e transformação. Na fase de captação é onde ocorre a movimentação das pás que compõem a turbina para captar a energia cinética dos ventos, na conversão é onde ocorre a mudança da energia cinética dos ventos para energia mecânica e por fim a transformação é o momento onde a energia mecânica é convertida em energia elétrica.

Para entender melhor como e onde essas fases ocorrem, é importante estudar os componentes do aerogerador, como pode ser visto na figura a seguir:

Figura 5 – Componentes aerogerador



Fonte: Viva Decora, Energia eólica: componentes de um aerogerador (ilustração: A2ad)

Nas pás do rotor é onde ocorre a captação da energia oriunda do vento, que faz com que essas pás girem e movimentem o eixo do rotor. A caixa de transmissão auxilia no aumento ou na diminuição da velocidade do rotor, visto que esse gira numa velocidade baixa, mais ou menos de 20 a 150 rpm, e os geradores trabalham a uma velocidade muito maior, cerca de 1800 rpm.

No gerador é onde ocorre a fase de transformação, ou seja, é onde a energia mecânica se transforma em energia elétrica. Além desses componentes, um

aerogerador ainda possui um anemômetro para medir a velocidade e direção do vento, essas informações são utilizadas no sistema de controle do equipamento para que seja possível direcionar as pás e o rotor, realizar o controle.

Nacele, montada sobre a torre, é onde se situa o gerador, a caixa de acoplamento e outros dispositivos do aerogerador.

## 2.6 MERCADO LIVRE DE ENERGIA

O mercado livre de energia é definido como um ambiente onde os consumidores e geradores negociam livremente as condições comerciais para comercialização de energia. No mercado livre é possível definir o volume de energia a ser contratado, o fornecedor, o período, pagamento e outros parâmetros sem que haja interferência de terceiros.

Dentre as diferenças entre o Ambiente de Contratação Livre (ACL) e o Ambiente de Contratação Regulada (ACR), uma das principais é o fato de que no ACR os consumidores compram a energia diretamente da distribuidora concessionária da sua respectiva região, de forma que todo final do mês existe uma fatura com os custos da distribuição e geração de energia além das tarifas e encargos do setor. Para se tornar um consumidor do mercado livre é necessário ter uma demanda contratada de no mínimo 2500kW e em 2020 esse valor diminuirá para 2000kW (consumidores enquadrados nesse requisito podem comprar energia convencional, oriundas de hidroelétricas e termoeletricas), consumidores que estão entre 500 e 2500kW podem contratar energia especial proveniente somente de fontes eólicas, solares, biomassa e PCHs.

As maiores vantagens do mercado livre de energia são:

- Planejamento orçamentário;
- Menor gasto com energia;
- Negociações mais vantajosas, já que é feita entre consumidor e fornecedor;
- Tarifa fixa em todos os horários;
- Sustentabilidade.

Devido a maior liberdade dentro do ACL existem diversos tipos de contratos, porém todos os contratos devem ser registrados junto à CCEE, esses contratos podem durar de 1 mês a 30 anos.

Entretanto, para melhor precificar a energia no SEB, foi aprovada pelo MME a Resolução Normativa nº832 em 13 de novembro de 2018, que coloca no horizonte a mudança da metodologia de cálculo do PLD de patamares de carga semanais para PLD horário. O que dificulta, por parte dos empreendedores do setor, a precificação da energia. Visto que para matrizes de geração intermitentes como energia eólica e solar há grandes dificuldades de previsibilidade de produção energética.

## 2.7 ANÁLISE ECONÔMICA

Devido ao alto custo dos parques eólicos é de suma importância que seja realizada uma análise de viabilidade financeira, pois o custo com a instalação dos equipamentos e a parte civil a ser realizada no local escolhido é alto e a falta de planejamento pode trazer grandes riscos a esses empreendimentos.

Acerca de viabilidade econômica, os primeiros fatores a serem definidos são CAPEX e o OPEX, o CAPEX (*Capital expenditure*) se refere às despesas ou investimentos em bens de capital, ou seja, aquilo que as empresas adquirem fisicamente. O OPEX (*Operational expenditure*) é responsável pelas despesas operacionais, ou seja, prestação de serviços e demais despesas relacionadas a operação e manutenção.

Um dos parâmetros mais importantes para a viabilidade financeira é o CAPM (*Capital Asset Pricing Model*), Modelo de Precificação de Ativos Financeiros, uma ferramenta que permite calcular um determinado ponto de equilíbrio entre os riscos e a rentabilidade. O cálculo do CAPM também auxilia na determinação do valor de um projeto, para realizar o cálculo é necessário utilizar a seguinte fórmula:

$$E(R) = R_f + \beta(R_m - R_f) \quad (2.13)$$

Onde:

- E (R) – Retorno esperado;
- $R_f$  – Taxa de juros livre de risco;
- $R_m$  – Taxa de remuneração do mercado
- $\beta$  – Índice beta, que indica o risco associado ao investimento.

Além disso, uma parte importante para qualquer projeto é prospecção de investimento, o Governo Federal possui um programa de incentivo a aderência ao mercado livre de energia através de benefícios junto ao BNDES. O BNDES tem vantagens para projetos que diversifiquem a atual matriz energética, ou seja, projetos que contemplem energias renováveis e sejam sustentáveis, o valor mínimo de financiamento com apoio direto do BNDES para esses casos é de 10 milhões (BNDES). É possível também buscar fontes de investimentos privados em instituições financeiras credenciadas.

Ainda, para o cálculo de viabilidade financeira é necessário determinar os seguintes parâmetro financeiros:

- VPL – Valor Presente Líquido

Método onde é possível identificar o valor atual de um projeto e sua rentabilidade. Para o cálculo, é necessário aplicar um fluxo de caixa sobre todo o projeto, dessa forma é necessário aplicar a taxa mínima de atratividade (TMA), a ser definida pelo investidor. A fórmula para este cálculo está abaixo:

$$VPL = \sum_{j=1}^n \frac{FC_j}{(1+TMA)^j} - Investimento\ inicial \quad (2.14)$$

Onde:

- FC – Fluxo de caixa
- J – Período de cada fluxo de caixa
- TMA – Taxa mínima de atratividade
  - TIR

Taxa Interna de Retorno é uma taxa utilizada para realizar um comparativo com a TMA, se a TIR for maior que a TMA o investimento é viável ao contrário disso não é viável. Para cálculo da TIR usamos a seguinte equação 2.15 com igualdade zero, ou seja, como se o investimento não trouxesse lucros ou prejuízos.

$$\sum_{i=1}^n \frac{FC_j}{(1+TIR)^i} - Investimento\ inicial = 0 \quad (2.15)$$

Onde:

- FC – Fluxo de caixa;
- i – período de cada investimento;
- N – Período final do investimento.
  - Payback descontado

É o parâmetro que indica o tempo de retorno de um investimento, ou seja, qual é o período que irá levar para o investidor recuperar o capital aplicado levando em consideração o acréscimo de custo de capital. É um dos parâmetros essenciais para a tomada de decisão de um investidor, pois levam em consideração as variações do dinheiro ao longo do tempo, diferente do payback simples que não considera as variações conforme o tempo passa. Pode ser calculado basicamente da seguinte maneira:

$$Payback = \frac{Investimento\ inicial}{Ganho\ no\ período} \quad (2.16)$$

Lembrando que para realizar esse cálculo é necessário que todos os valores estejam dimensionados considerando as variações de tempo.

- IL

É o índice de lucratividade do projeto, dependente do lucro líquido que é o que permanece com o investidor após a implementação do projeto e seu desinvestimento. A equação pode ser vista a seguir:

$$\text{Lucratividade} = \frac{\text{lucro líquido}}{\text{receita total} * 100} \quad (2.17)$$

- SAC

O Sistema de Amortização Constante, SAC, é uma das metodologias de amortizar uma dívida, a amortização é constante, ou seja, cada parcela terá um valor diferente ao longo do tempo de financiamento. O SAC trabalha com valores de parcela em uma escala decrescente sendo assim a cada parcela o valor a ser amortizado diminui (CASAROTTO, KOPITTKKE, 1994).

Pelo fato das amortizações serem constantes, pode-se obter o valor dessas dividindo o principal P pelo número de prestações n, p1 a primeira prestação e i a taxa de juros, conforme a fórmula abaixo 2.19 abaixo:

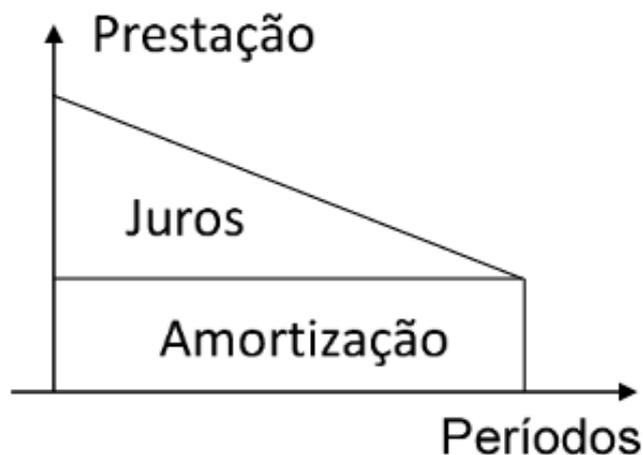
$$P1 = P/n + i * P \quad (2.18)$$

A segunda prestação tem um valor menor devido à diminuição dos juros, conforme mostra a fórmula 2.20 abaixo:

$$P2 = p/n + i * (P - a) \quad (2.19)$$

Sendo que a é a amortização e p2 a segunda prestação. Graficamente, pode-se ver o comportamento da prestação e do saldo devedor pela Figura 6 abaixo:

Figura 6 - Relação entre saldo devedor e o período de amortização SAC.



FONTE: Casarotto (1994).

- PRICE

O PRICE, ou também conhecido como SAF, Sistema de Amortização Francês, trabalha com valores de parcelas constantes, ou seja, não há uma escala de valores, mas sim um valor fixo a ser amortizado da sua dívida durante o período definido para pagamento.

A primeira amortização do sistema Francês pode ser calculada pela fórmula 2.21 abaixo

$$A1 = p * [i * ((1 + i)^n) / ((1 + i)^n - 1)] \quad (2.20)$$

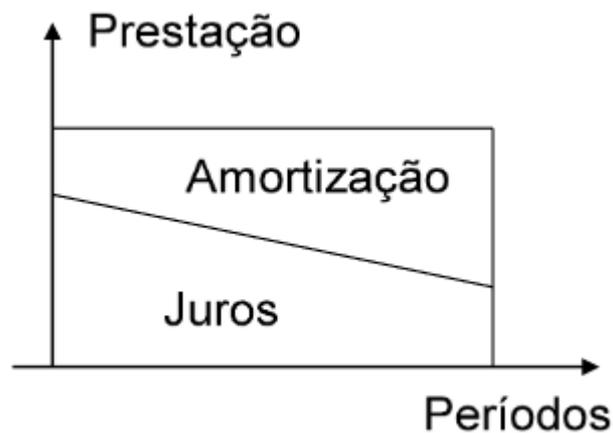
Sendo  $a_1$  a primeira amortização,  $i$  a taxa de juros,  $P$  o principal ou valor da dívida no passado e  $n$  o número da prestação. A seguir, pelas fórmulas 2.22 e 2.23 é possível calcular a segunda e terceira amortizações, sendo que as posteriores seguem a mesma lógica de aplicação:

$$A2 = a1 * (1 + i) \quad (2.21)$$

$$A3 = a2 * (1 + i) \quad (2.22)$$

Além disso, é possível visualizar pela Figura 7 a característica, em períodos do sistema PRICE:

Figura 7 - Relação entre saldo devedor e o período de amortização PRICE.



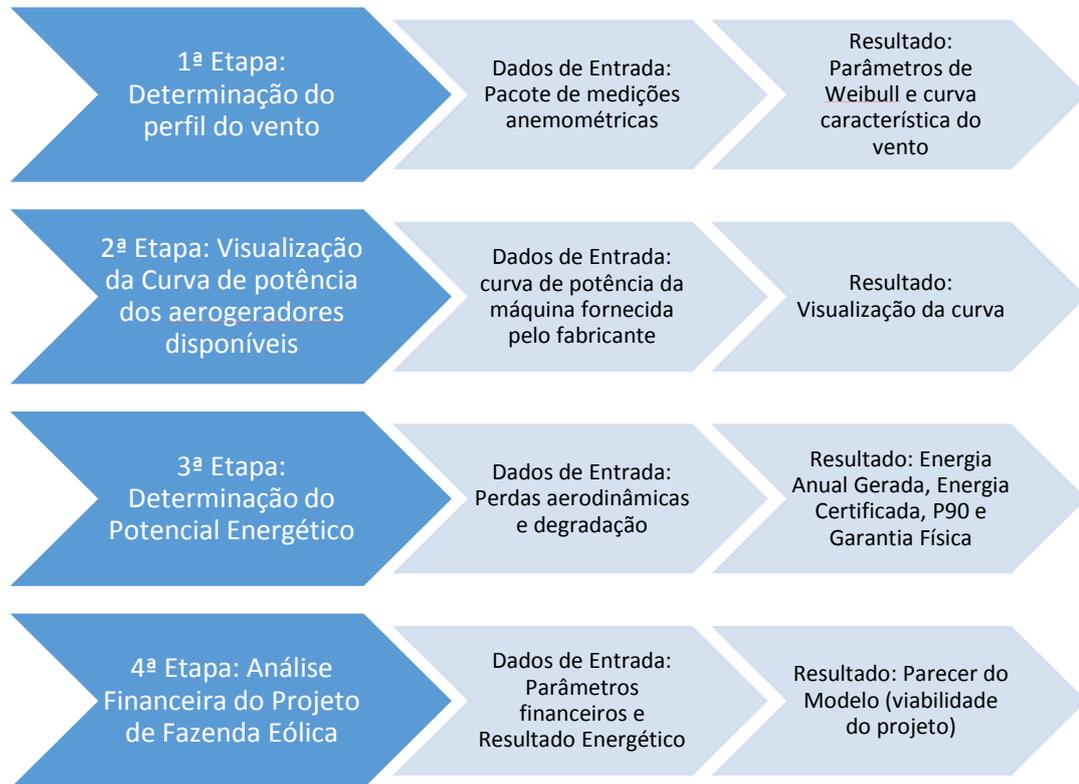
FONTE: Casarotto (1994).

### 3 METODOLOGIA APLICADA

O modelo computacional, como já mencionado anteriormente, trata-se de um modelo de *Excel* no qual é possível realizar a análise preliminar do resultado energético e financeiro de uma fazenda eólica, logo, durante a elaboração do

presente trabalho, a planilha de análise foi sendo desenvolvida aos poucos, formatando-a e inserindo formulações de modo a calcular os parâmetros energéticos da fazenda eólica e parâmetros financeiros do projeto. Essa lógica de modificações e atualizações de planilha teve a seguinte ordenação, conforme a figura 6 abaixo.

*Figura 8 – Etapas do modelo computacional.*



Fonte: Os autores (2019)

A cada etapa desenvolvida, dados de entrada foram inseridos na planilha para testar a boa *performance* do modelo, cujos resultados estão descritos na seção resultados.

### 3.1 PERFIL DO VENTO

Como visto anteriormente, para determinar o perfil do vento no local do aproveitamento eólico, é necessário calcular os parâmetros da distribuição de Weibull. Os fatores  $k$  (fator de forma) e  $c$  (fator de escala) com base nas medições anemométricas de direção e velocidade realizadas no local durante 36 meses consecutivos e integralizadas a cada dez minutos, conforme Portaria nº 21 do Ministério de Minas e Energia, de 18 de janeiro de 2008. A metodologia adotada para o cálculo dos parâmetros foi o Método dos Mínimos Quadrados no qual

lineariza-se a função de probabilidade 3.0, obtendo-se a equação 3.1, linear (CUSTÓDIO, 2013):

$$y = k * x - (k * \ln c) \quad (3.0)$$

Logo, obtêm-se as equações 4.0, 4.1, 4.2 e 4.3:

$$y = \ln\left(\ln\left[\frac{1}{(1-f(v))}\right]\right) \quad (3.1)$$

$$x = \ln(v) \quad (3.2)$$

$$a = k \quad (3.3)$$

$$a = -k \ln c \quad (3.4)$$

Ainda, a reta interpolatriz ( $y = a * x + b$ ) modelada pelo método tem o coeficiente angular  $a$  e linear  $b$  resultados das seguintes equações 3.5 e 3.6:

$$a = \frac{(n(\sum x*y) - (\sum x)*(\sum y))}{n(\sum x^2) - (\sum x)^2} \quad (3.5)$$

$$b = \frac{((\sum x^2)*(\sum y) - (\sum x*y)*(\sum y))}{n(\sum x^2) - (\sum x)^2} \quad (3.6)$$

A partir das equações 3.5 e 3.6, determinam-se os parâmetros pelas equações 3.7 e 3.8 a seguir:

$$K = |a| \quad (3.7)$$

$$C = e^{|b/a|} \quad (3.8)$$

De maneira a tornar o processo de determinação dos parâmetros acima mais didático e claro possível, cria-se uma tabela, como a seguir, dispondo valores de  $v$ ,  $f(v)$ ,  $x$ ,  $y$ ,  $x^2$  e  $xy$ :

Tabela 1 – PARÂMETROS DE WEIBULL

Classes	Corte (m/s)	Frequência de ventos a 101,6m	Y	x	x <sup>2</sup>	xy
1	0,8	0,01%	-8,96	-0,23	0,05	2,03
2	1,57	0,05%	-7,54	0,45	0,2	-3,41
3	2,35	0,12%	-6,73	0,85	0,73	-5,74
4	3,12	0,36%	-5,61	1,14	1,3	-6,39
5	3,9	0,96%	-4,64	1,36	1,85	-6,31
6	4,67	2,34%	-3,74	1,54	2,38	-5,77
7	5,44	5,17%	-2,94	1,69	2,87	-4,97
8	6,22	9,10%	-2,35	1,83	3,34	-4,29
9	6,99	13,47%	-1,93	1,95	3,78	-3,76
10	7,77	16,23%	-1,73	2,05	4,2	-3,55
11	8,54	18,61%	-1,58	2,15	4,6	-3,39
12	9,32	13,72%	-1,91	2,23	4,98	-4,27
13	10,09	9,69%	-2,28	2,31	5,34	-5,28
14	10,87	5,96%	-2,79	2,39	5,69	-6,66
15	11,64	2,73%	-3,59	2,45	6,02	-8,8
16	12,42	1,01%	-4,59	2,52	6,35	-11,55
17	13,19	0,31%	-5,79	2,58	6,65	-14,93
18	13,96	0,10%	-6,9	2,64	6,95	-18,19
19	14,74	0,02%	-8,4	2,69	7,24	-22,6
20	15,51	0,01%	-9,88	2,74	7,52	-27,08
<b>TOTAL</b>			-93,8693	37,3309	82,04967	-164,896
<b>k</b>						2,546101
<b>b</b>						1,178937
<b>c</b>						1,588891

FONTE: Os Autores (2019)

Ainda, há outros relevantes métodos de determinação dos parâmetros de Weibull, um segundo também utilizado no presente trabalho, chama-se Método do Desvio Padrão da Velocidade Média utiliza a função *Gamma*, onde a velocidade média  $v$  pode ser encontrada pela fórmula 3.9 abaixo:

$$v = c * \Gamma(1 + 1/k) \quad (3.9)$$

O fator  $c$ , então, pode ser encontrado pela fórmula 3.10 abaixo:

$$c = v / (\Gamma(1 + 1/k)) \quad (3.10)$$

Fez-se necessário o uso de dois métodos, pois para validar o cálculo do perfil do vento usando o modelo computacional foram utilizados dados anemométricos de uma torre de medição fornecidos pela Camargo Schubert e o Atlas Eólico da região escolhida para a análise proposta neste trabalho.

Neste Atlas são fornecidos os parâmetros  $k$  e as velocidades médias do vento, anuais e mensais em cada torre de medição, sendo necessário ao empreendedor determinar o parâmetro  $c$  para que seja possível elaborar graficamente a modelagem do vento no local.

### 3.2 POTENCIAL ENERGÉTICO

Uma vez que se tenha o perfil do vento no local a ser avaliado o potencial eólico, o próximo passo a ser dado é estimar o potencial energético. Então, calcula-se a Energia Anual Gerada, EAG, que nada mais é do que o somatório dos produtos entre as frequências de ocorrências do vento às determinadas velocidades,  $f(v)$ , e a potência do aerogerador,  $P(v)$ , à essas determinadas velocidades (CUSTÓDIO, 2013), conforme indica a equação 3.11 abaixo:

$$EAG = \sum [f(v) * P(v)] * 8760 \quad (3.11)$$

Para melhor ilustrar os cálculos, também se utiliza uma tabela como a Tabela 2 abaixo:

Tabela 2 – Cálculos potencial energético.

Velocidade do Vento (m/s)	Frequência de Ocorrência (%)	Potência do Aerogerador (kW)	f(v).P(v)
1	0,474	0	0,0
2	1,436	2	0,0
3	4,017	18	0,7
4	7,149	56	4,0
5	10,466	127	13,3
6	12,855	240	30,9
7	13,617	400	54,5
8	13,04	626	81,6
9	11,597	892	103,4
10	8,907	1223	108,9
11	6,144	1590	97,7
12	3,942	1830	72,1
13	2,797	1950	54,5
14	1,674	2050	34,3
15	0,885	2050	18,1
16	0,453	2050	9,3
17	0,268	2050	5,5
18	0,153	2050	3,1
19	0,091	2050	1,9
20	0,022	2050	0,5
21	0,002	2050	0,0
22	0,002	2050	0,0
23	0,004	2050	0,1
24	0,000	2050	0,0
25	0,000	2050	0,0
<b>Total</b>			<b>694,6</b>

FONTE: CUSTÓDIO, 2013.

Ainda, deve-se determinar a EAG de toda a fazenda eólica, o que pode ser obtido somando-se a EAG de cada aerogerador. Após isso, determina-se a Energia Certificada, ou P50, que é a potência na qual o projeto tem no mínimo a probabilidade de 50% de geração ao longo do ano e que leva em consideração a degradação das pás e as perdas aerodinâmicas do projeto (MIGUEL, 2016). Obtêm-se o P50 pela fórmula 3.11:

$$P50 = EAG - \text{Perdas aerodinâmicas} - \text{Degradação} \quad (3.11)$$

Uma vez determinado o P50, calcula-se o P90 e a Garantia Física do projeto, sendo esse último o lastro para a venda de energia tanto no ACL quanto no ACR. Utiliza-se, conforme portaria nº 101 do MME, de 22 de março de 2016, as seguintes fórmulas abaixo:

$$P90 = P50 * \left(1 - \left(1,28155 * \frac{\text{incerteza padrão}}{100}\right)\right) \quad (3.12)$$

$$GF = \frac{((P90 * (1 - TEIF)) * (1 - IP) - \Delta P)}{8760} \quad (3.13)$$

Sendo que TEIF é a Taxa de Indisponibilidade Forçada por unidade, IP é a indisponibilidade programada por unidade e  $\Delta P$  é a estimativa anual do consumo interno e perdas elétricas da usina.

### 3.3 ANÁLISE FINANCEIRA DO PROJETO EÓLICO

Para realizar a análise financeira do projeto a ser avaliado pelos parâmetros propostos neste trabalho, utilizou-se o modelo de fluxo de caixa, no qual se soma as entradas e saídas financeiras ao longo do período de concessão do aproveitamento eólico. Para realizar essas análises se fazem necessárias previsões de *CAPEX* e *OPEX* que podem não estar ao alcance do usuário do modelo computacional no momento de uma análise preliminar de projeto em cima de medições anemométricas, *CAPEX* e *OPEX* foram estimados com base no resultado do potencial energético da fazenda eólica.

A solução encontrada foi realizar um levantamento do valor informado de investimento pelos vencedores dos certames de geração da ANEEL e utilizar a média de R\$/MW instalado das usinas eólicas, conforme será apresentado no capítulo 4. Esse cálculo pode ser realizado conforme a fórmula 3.14 a seguir:

$$\text{Custo do MW} = \text{CAPEX} / (\text{Pot. Instalada}) \quad (3.14)$$

Os elementos necessários a uma análise financeira ampla usadas neste trabalho podem ser vistos na imagem abaixo, conforme *layout* do modelo computacional e podem ser alterados conforme premissas e estratégias do usuário do modelo:

Tabela 3 - Premissas a serem definidas pelo usuário.

Premissas	
Técnicas	
Tempo de Construção	(em meses)
Potência Instalada	(MW)
GF	(MW med)
<i>OPEX</i>	(% da receita)
<i>CAPEX</i>	(R\$)
Equity	(R\$)
Debt	(R\$)
Preço da Energia	(R\$/MWh)
Financiamento e taxas	

Valor Financiado	(R\$)
Taxa	(% aa)
Duração	(anos)
Sistema	SAC ou PRICE
IPCA	(%)
PIS/COFINS	(%)
IR/CSS	(%)

FONTE: Os autores (2019).

Quanto a viabilidade financeira em si, nada mais é do que a projeção do Fluxo de Caixa e do Demonstrativo de Resultados Econômicos do projeto ao longo do tempo de concessão ou o tempo em que o usuário pretende ser acionista do projeto. Os elementos do Fluxo de Caixa e do Demonstrativo de Resultados Econômicos podem ser visualizados na tabela abaixo:

Tabela 4 - Demonstração de Resultados Econômicos.

Demonstração de Resultados Econômicos
<b>Receita Bruta</b>
(-) Pis/Cofins
<b>(=) Receita Líquida</b>
(-) Despesas Operacionais
<b>(=) EBITDA</b>
Margem EBTIDA
(-) Depreciação e Amortização
(-) Despesas Financeiras
(-) IR / CS
<b>(=) Lucro Líquido</b>
Margem Líquida
ICSD
FLUXO DE CAIXA
(+) Depreciação e Amortização
(+) Despesas Financeiras
(-) CAPEX
<b>(=) Fluxo de Caixa do Projeto</b>
(+) Entrada Project Finance
(-) Prestação Project Finance
<b>(=) Fluxo de Caixa do Acionista</b>

FONTE: Os autores (2019).

Na figura 9 é possível visualizar o exemplo de um fluxo de caixa do modelo computacional:

Figura 9 - Exemplo de fluxo de caixa

Demonstração de Resultados Econômicos	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
<b>Receita Bruta</b>	-	-	<b>35.618.160</b>	<b>37.042.886</b>	<b>38.524.602</b>	<b>40.065.586</b>	<b>41.668.209</b>
(-) Pis/Cofins	-	-	(1.246.636)	(1.296.501)	(1.348.361)	(1.402.296)	(1.458.387)
<b>(=) Receita Líquida</b>	-	-	<b>34.371.524</b>	<b>35.746.385</b>	<b>37.176.241</b>	<b>38.663.290</b>	<b>40.209.822</b>
(-) Despesas Operacionais	-	-	(6.411.269)	(6.667.720)	(6.934.428)	(7.211.805)	(7.500.278)
<b>(=) EBITDA</b>	-	-	<b>27.960.256</b>	<b>29.078.666</b>	<b>30.241.812</b>	<b>31.451.485</b>	<b>32.709.544</b>
Margem EBITDA			81%	81%	81%	81%	81%
(-) Depreciação e Amortização	-	-	(1.068.545)	(1.111.287)	(1.155.738)	(1.201.968)	(1.250.046)
(-) Despesas Financeiras	-	-	(14.112.000)	(13.230.000)	(12.348.000)	(11.466.000)	(10.584.000)
(-) IR / CS	-	-	(5.674.058)	(4.454.540)	(3.221.522)	(1.974.463)	(712.801)
<b>(=) Lucro Líquido</b>	-	-	<b>7.105.653</b>	<b>10.282.839</b>	<b>13.516.553</b>	<b>16.809.055</b>	<b>20.162.697</b>
Margem Líquida			20,7%	28,8%	36,4%	43,5%	50,1%
ICSD			0,97	1,12	1,28	1,45	1,65
<b>FLUXO DE CAIXA</b>	<b>2019</b>	<b>2020</b>	<b>2021</b>	<b>2022</b>	<b>2023</b>	<b>2024</b>	<b>2025</b>
(+) Depreciação e Amortização	-	-	1.068.545	1.111.287	1.155.738	1.201.968	1.250.046
(+) Despesas Financeiras	-	-	14.112.000	13.230.000	12.348.000	11.466.000	10.584.000
(-) CAPEX	(201.600.000)	-	-	-	-	-	-
<b>(=) Fluxo de Caixa do Projeto</b>	<b>(201.600.000)</b>	<b>-</b>	<b>22.286.198</b>	<b>24.624.126</b>	<b>27.020.291</b>	<b>29.477.022</b>	<b>31.996.743</b>
(+) Entrada Projet Finance	141.120.000	-	-	-	-	-	-
(-) Prestação Projet Finance	-	-	(22.932.000)	(22.050.000)	(21.168.000)	(20.286.000)	(19.404.000)
<b>(=) Fluxo de Caixa do Acionista</b>	<b>(60.480.000)</b>	<b>-</b>	<b>(645.802)</b>	<b>2.574.126</b>	<b>5.852.291</b>	<b>9.191.022</b>	<b>12.592.743</b>

FONTE: Os autores (2019)

Para calcular a Receita Bruta anual, multiplica-se a GF (lastro para venda de energia) pelo número de horas em operação e pelo preço da energia em R\$/MWh, conforme Fórmula 3.15 abaixo:

$$\text{Receita Bruta Anual} = GF * \text{Preço da energia} \quad (3.15)$$

Para a determinação do EBITDA, que são os lucros antes de juros, impostos, depreciação e amortização, basta descontar da Receita Anual o Pis/Cofins (impostos estaduais de contribuição à Previdência Social) e as Despesas Operacionais. As Despesas Operacionais podem ser calculadas pela Fórmula 3.16 abaixo:

$$\text{Despesas Operacionais} = \% \text{ de Opex} * \text{Receita Bruta Anual} \quad (3.16)$$

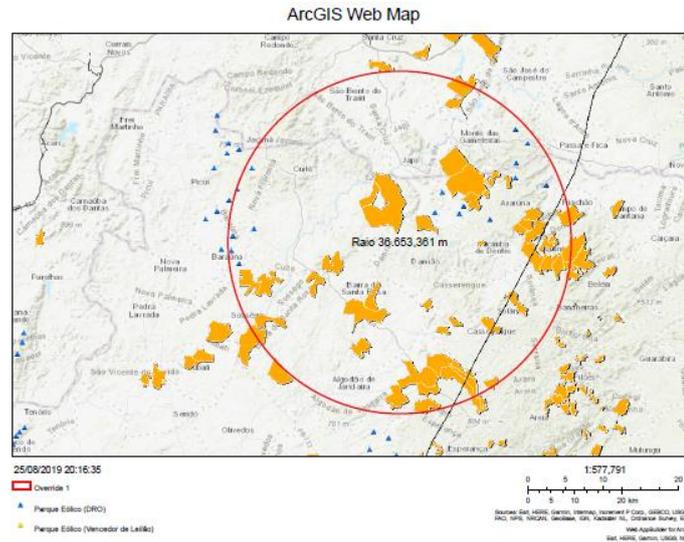
## 4 RESULTADOS

Ao longo desse capítulo serão apresentados os resultados obtidos através da aplicação das análises descritas nos capítulos anteriores.



Ao analisar o mapa e os locais onde o potencial de geração é maior, o local escolhido foi a torre anemométrica de Damião, no município de Damião. A Figura 8 abaixo ilustra aproveitamentos eólicos próximos a torre de medição, num raio aproximado de 36 km do centro do município de Damião, PB.

Figura 11 – Região escolhida para análise, torre anemométrica de Damião.



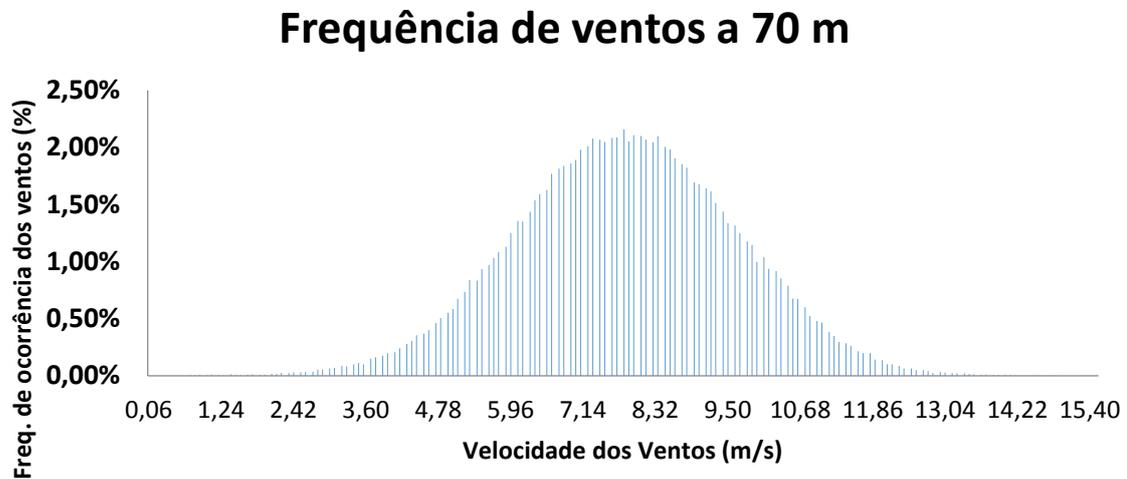
Fonte: ArcGIS Web Map, 2019.

#### 4.2 DETERMINAÇÃO DOS PARÂMETROS DE WEIBULL

Conforme mencionado na seção 3.1, para testar a capacidade do modelo em determinar os parâmetros de Weibull de um determinado local com base nas medições anemométricas (coletadas ao longo de 36 meses e integralizadas a cada 10 minutos), foram usados dados anemométricos diferentes dos coletados na torre de medição Torre Damião. Outro detalhe relevante é de que neste trabalho não foi realizado a determinação da rosa dos ventos do local, pois trata-se apenas de uma análise do potencial energético. Aos desenvolvedores e àqueles que desejam analisar de forma mais concreta e assertiva o potencial, faz-se necessário a elaboração da rosa dos ventos para a determinação do posicionamento dos aerogeradores, que não faz parte do escopo deste projeto.

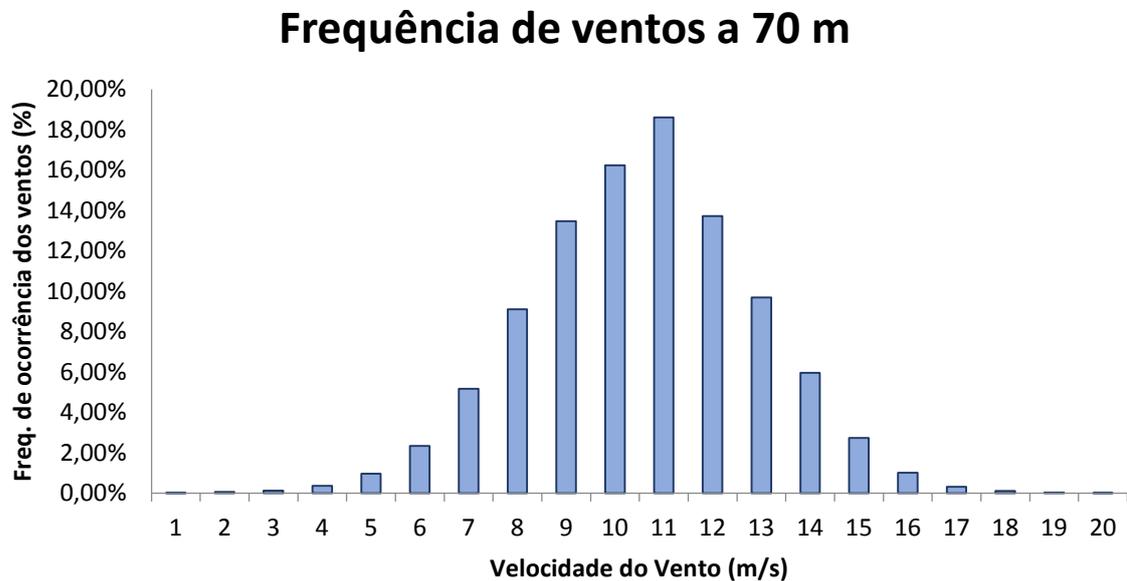
Isto posto, uma vez inseridas as medições no modelo computacional, obteve-se de forma gráfica os seguintes perfis de vento para as alturas de 70m, 100m e 101,6m, primeiramente na representação de todas as frequências de ocorrência das velocidades que foram medidas e em seguida, ilustrando somente 20 patamares de velocidade:

Figura 12 – Frequência de ventos a 70 metros de altura.



Fonte: Os autores (2019)

Figura 13 – Frequência de ventos a 70 metros de altura.



Fonte: Os autores (2019)

Além das curvas, para as medições dos anemômetros posicionados à 70 m, a Tabela 3 faz um resumo dos dados coletados, ao passo que a Tabela 4 ilustra a determinação dos parâmetros  $k$  e  $c$  de Weibull por MMQ:

Tabela 5 – Dados coletados à 70 metros de altura.

Dados	Valores
Velocidade Mínima (m/s)	0,02
Velocidade Máxima (m/s)	15,51
Média (m/s)	7,81
Nº de medições	155635
Nº de classes	20
Incremento (m/s)	0,77
Desvio Padrão	1,79

FONTE: Os autores (2019)

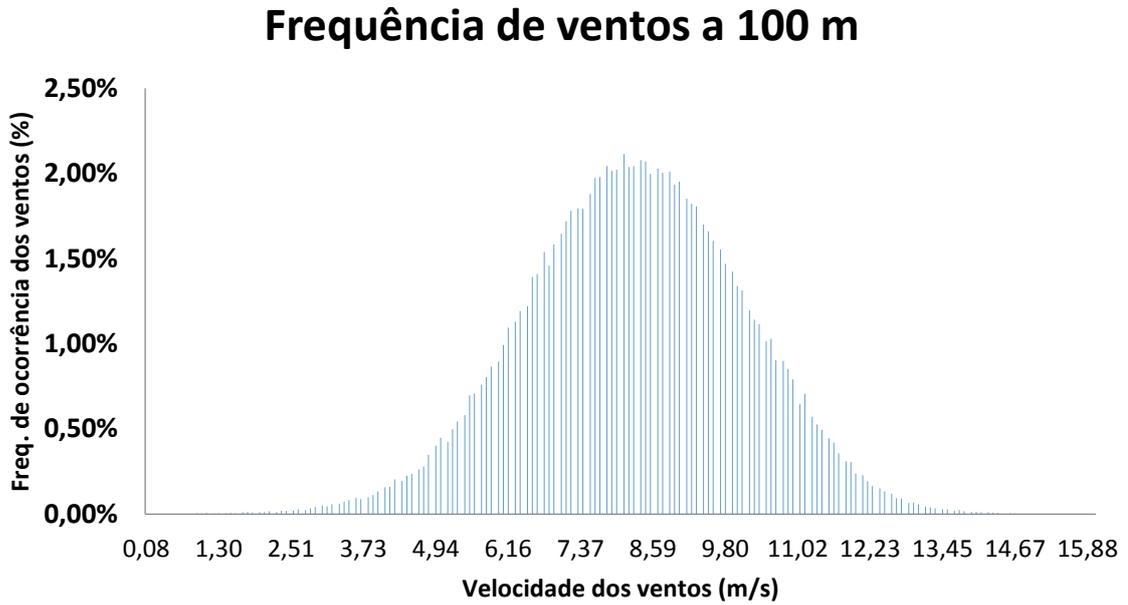
Tabela 6 – Determinação dos parâmetros de Weibull por MMQ.

classes	corde	Frequência de ventos a 70 m	y	x	x <sup>2</sup>	xy
1	0,80	0,01%	-8,96	-0,23	0,05	2,03
2	1,57	0,05%	-7,32	0,45	0,20	-3,31
3	2,35	0,12%	-6,29	0,85	0,73	-5,37
4	3,12	0,36%	-5,20	1,14	1,30	-5,92
5	3,90	0,96%	-4,18	1,36	1,85	-5,69
6	4,67	2,34%	-3,24	1,54	2,38	-4,99
7	5,44	5,17%	-2,36	1,69	2,87	-4,00
8	6,22	9,10%	-1,61	1,83	3,34	-2,94
9	6,99	13,47%	-0,97	1,95	3,78	-1,88
10	7,77	16,23%	-0,43	2,05	4,20	-0,88
11	8,54	18,61%	0,09	2,15	4,60	0,19
12	9,32	13,72%	0,48	2,23	4,98	1,07
13	10,09	9,69%	0,83	2,31	5,34	1,91
14	10,87	5,96%	1,16	2,39	5,69	2,76
15	11,64	2,73%	1,44	2,45	6,02	3,54
16	12,42	1,01%	1,69	2,52	6,35	4,26
17	13,19	0,31%	1,89	2,58	6,65	4,89
18	13,96	0,10%	2,10	2,64	6,95	5,54
19	14,74	0,02%	2,28	2,69	7,24	6,13
20	15,51	0,01%	2,48	2,74	7,52	6,80
TOTAL			-26,11	37,33	82,05	4,16
a						4,28
b						-9,29
k						4,28
c						8,77

FONTE: Os autores (2019)

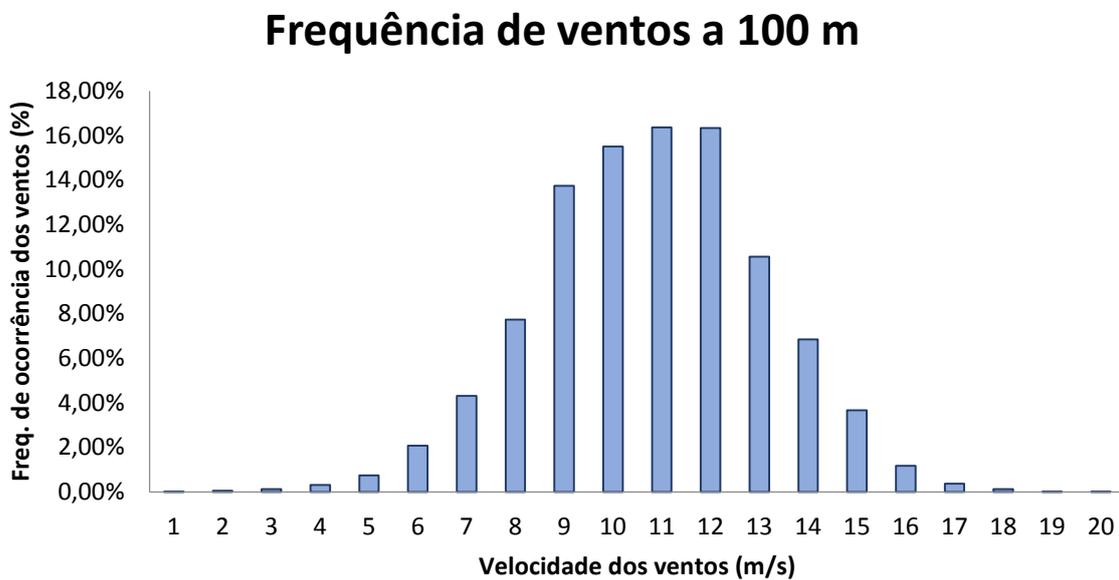
O perfil do vento à uma altura de 100 m pode ser visualizada nas figuras abaixo:

Figura 14 – Frequência de ventos a 100 metros de altura.



FONTE: Os autores (2019)

Figura 15 – Frequência de ventos a 100 metros de altura.



FONTE: Os autores (2019)

A Tabela 5 resume as medições usadas para determinação dos parâmetros e a Tabela 6 mostra o emprego dos MMQ para cálculo de k e c de Weibull para 100 m:

Tabela 7 - Dados coletados à 100 metros de altura.

Dados	Valores
Velocidade Mínima (m/s)	0,04
Velocidade Máxima (m/s)	16
Média (m/s)	8,26
Nº de medições	155635
Nº de classes	20
Incremento (m/s)	0,8
Desvio Padrão	1,84

FONTE: Os autores (2019)

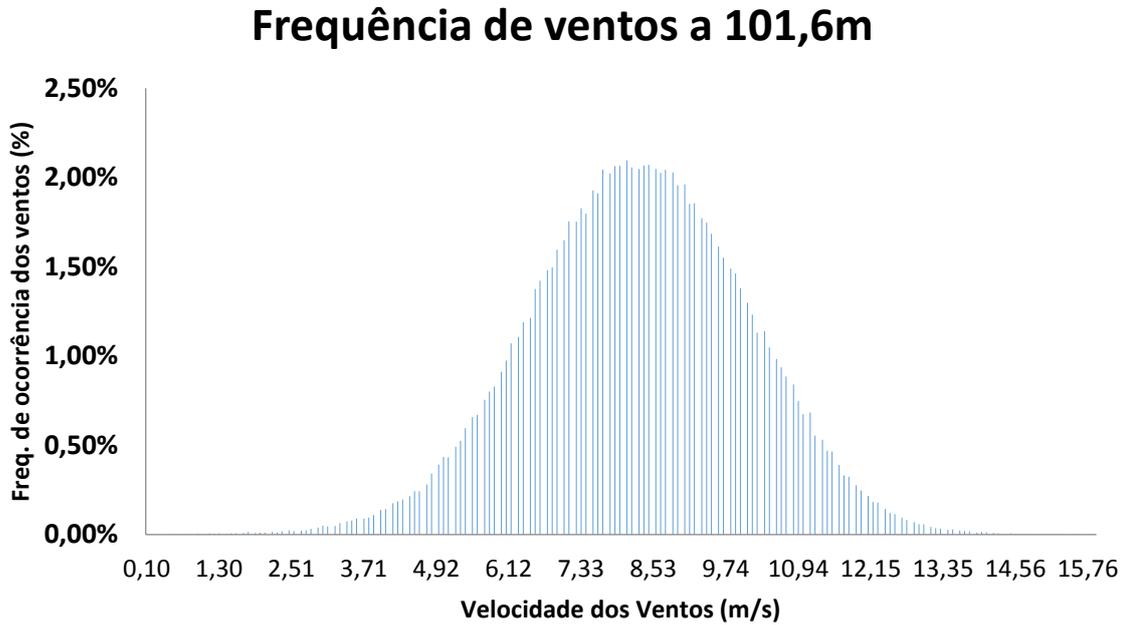
Tabela 8 – Determinação dos parâmetros de Weibull por MMQ.

classes	corde	Frequência de ventos a 100 m	y	x	x <sup>2</sup>	xy
1	0,84	0,01%	-9,65	-0,18	0,03	1,71
2	1,64	0,05%	-7,56	0,49	0,24	-3,72
3	2,43	0,12%	-6,37	0,89	0,79	-5,67
4	3,23	0,30%	-5,35	1,17	1,38	-6,28
5	4,03	0,75%	-4,40	1,39	1,94	-6,13
6	4,83	2,07%	-3,40	1,57	2,48	-5,35
7	5,63	4,30%	-2,54	1,73	2,98	-4,39
8	6,42	7,73%	-1,79	1,86	3,46	-3,34
9	7,22	13,74%	-1,07	1,98	3,91	-2,11
10	8,02	15,50%	-0,53	2,08	4,33	-1,10
11	8,82	16,37%	-0,06	2,18	4,74	-0,14
12	9,62	16,33%	0,39	2,26	5,12	0,89
13	10,42	10,55%	0,74	2,34	5,49	1,74
14	11,21	6,84%	1,07	2,42	5,84	2,60
15	12,01	3,66%	1,41	2,49	6,18	3,50
16	12,81	1,18%	1,66	2,55	6,50	4,24
17	13,61	0,36%	1,88	2,61	6,82	4,90
18	14,41	0,13%	2,14	2,67	7,12	5,70
19	15,20	0,02%	2,28	2,72	7,41	6,20
20	16,00	0,01%	3,32	2,77	7,69	9,20
TOTAL			-27,84	38,00	84,46	2,44
a						4,52
b						-9,98
k						4,52
c						9,10

FONTE: Os autores (2019)

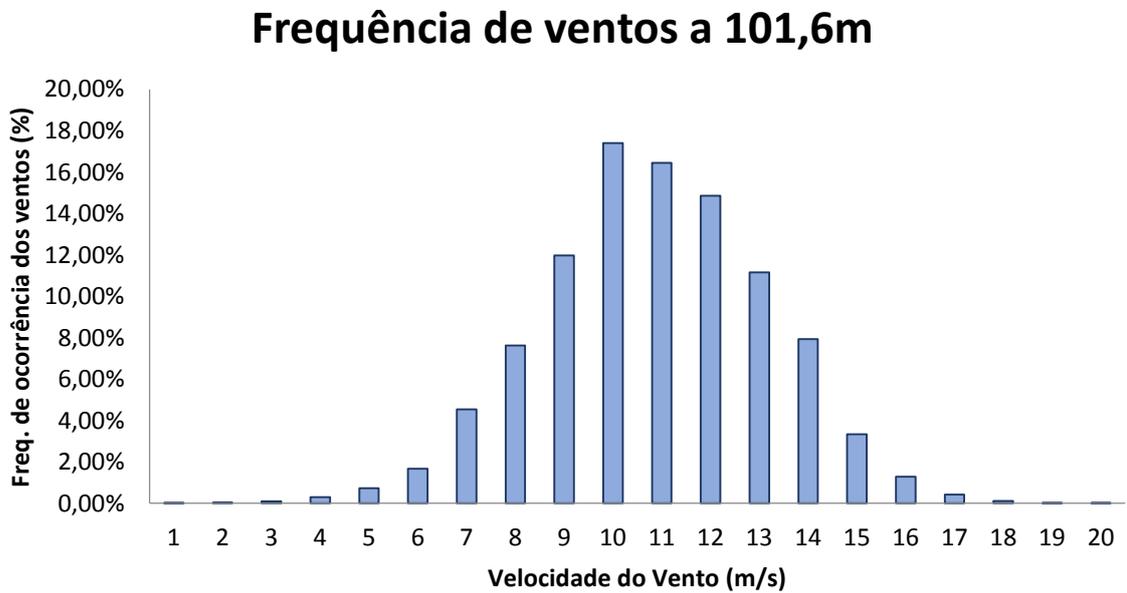
Para o perfil de 101,6 m, obteve-se os seguintes resultados:

Figura 16 – Frequência de ventos a 101,6 metros de altura.



FONTE: Os autores (2019)

Figura 17 – Frequência de ventos a 101,6 metros de altura.



FONTE: Os autores (2019)

A tabela 7 contém o resumo das medições à 101,6m e a tabela 8 o cálculo dos parâmetros por MMQ:

Tabela 9 - Dados coletados à 100 metros de altura.

Dados	Valores
Velocidade Mínima (m/s)	0,06
Velocidade Máxima (m/s)	15,88
Média (m/s)	8,26
Nº de medições	155635
Nº de classes	20
Incremento (m/s)	0,32
Desvio Padrão	1,82

FONTE: Os autores (2019)

Tabela 10 – Determinação dos parâmetros de Weibull por MMQ a 101,6 metros.

classes	corte	Frequência de ventos a 101,6m	y	x	x2	xy
1	0,85	0,01%	-9,47	-0,17	0,03	1,58
2	1,64	0,04%	-7,57	0,49	0,24	-3,74
3	2,43	0,09%	-6,53	0,89	0,79	-5,80
4	3,22	0,30%	-5,42	1,17	1,37	-6,34
5	4,01	0,73%	-4,44	1,39	1,93	-6,16
6	4,80	1,68%	-3,54	1,57	2,46	-5,56
7	5,60	4,54%	-2,57	1,72	2,97	-4,42
8	6,39	7,63%	-1,81	1,85	3,44	-3,37
9	7,18	11,98%	-1,16	1,97	3,89	-2,28
10	7,97	17,41%	-0,53	2,08	4,31	-1,10
11	8,76	16,45%	-0,06	2,17	4,71	-0,14
12	9,55	14,85%	0,35	2,26	5,09	0,78
13	10,34	11,15%	0,71	2,34	5,46	1,65
14	11,14	7,93%	1,08	2,41	5,81	2,61
15	11,93	3,34%	1,38	2,48	6,14	3,43
16	12,72	1,29%	1,65	2,54	6,47	4,18
17	13,51	0,43%	1,89	2,60	6,78	4,92
18	14,30	0,11%	2,12	2,66	7,08	5,65
19	15,09	0,02%	2,27	2,71	7,37	6,15
20	15,88	0,01%	3,40	2,77	7,65	9,40
TOTAL			-28,26	37,90	83,97	1,47
a						4,54
b						-10,01
k						4,54
c						9,09

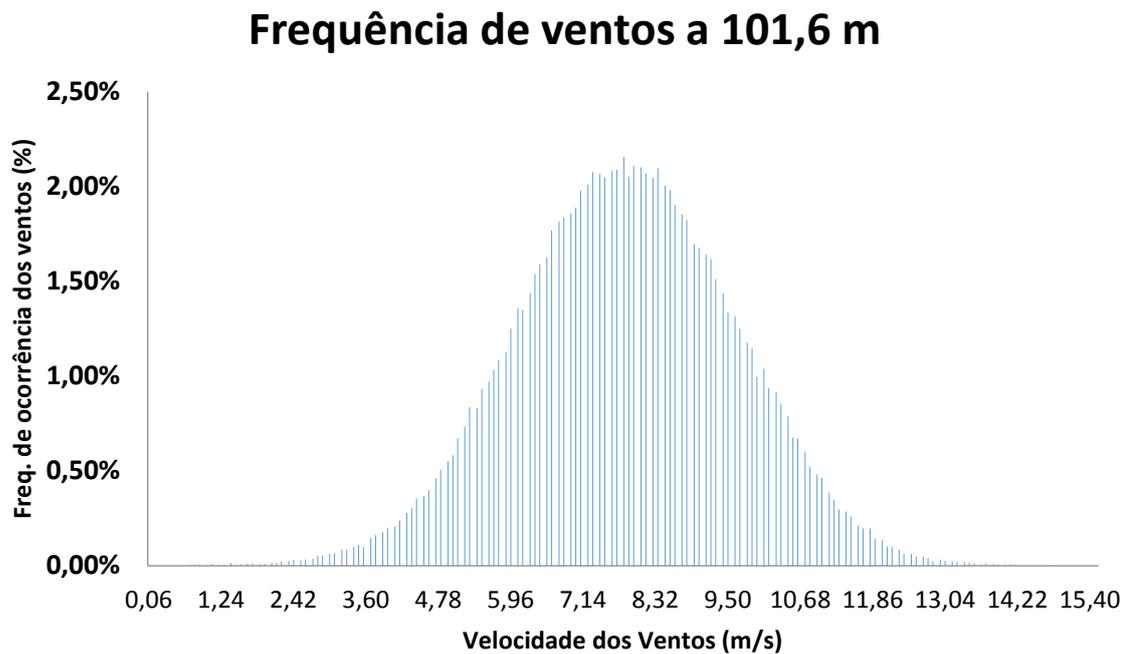
FONTE: Os autores (2019)

O cenário base para a análise de viabilidade técnica e econômica foi feito com base no perfil do vento no município de Damião, Paraíba. Para tal, utilizou-se os dados presentes no Atlas Eólico da Paraíba, onde já está determinado o k de Weibull e foi necessário somente a determinação do parâmetro c, para o qual foi

usado o método do desvio padrão da velocidade média e a função Gama. Os dados informados pelo Atlas estão presentes no Anexo A.

Os cálculos energéticos foram feitos simulando uma altura de Nacele à 101,6 m, então, montou-se o gráfico do perfil do vento em Damião para essa altura, conforme mostra a Figura 15 abaixo:

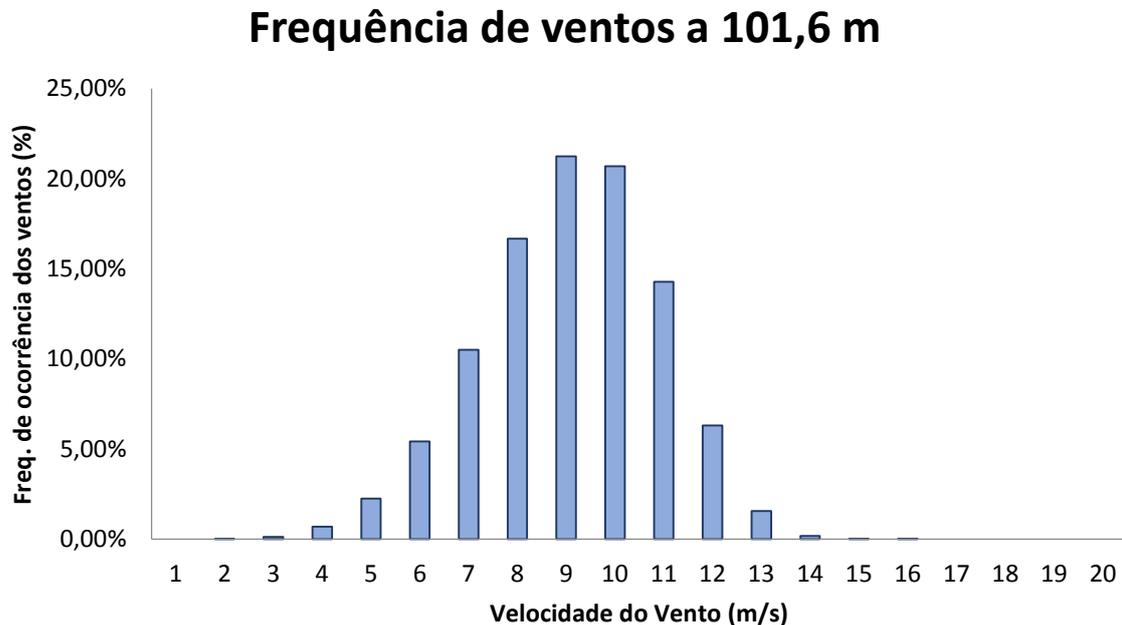
Figura 18 – Frequência de ventos a 101,6 metros de altura.



FONTE: Os autores (2019)

Na figura 16 é possível visualizar o perfil do vento com a divisão de 20 classes:

Figura 19 – Frequência de ventos a 101,6 metros de altura.



FONTE: Os autores (2019)

O resultado para o cálculo do parâmetro  $c$  de Weibull para os meses de janeiro a dezembro, juntamente com o  $k$  está expresso na tabela 9 abaixo:

Tabela 11 – Parâmetros de Weibull para 101,6 metros de altura.

Meses	Velocidade Média (m/s)	k weibull	c weibull
Janeiro	7,72	5,14	8,39
Fevereiro	7,16	5,17	7,78
Março	6,56	4,89	7,15
Abril	6,54	4,33	7,18
Mai	7,2	4,8	7,86
Junho	8,14	5,2	8,85
Julho	8,7	5,1	9,46
Agosto	9,33	6,64	10
Setembro	9,69	6,13	10,43
Outubro	9,61	5,43	10,42
Novembro	8,73	5,65	9,44
Dezembro	8,13	5,24	8,83
media	8,08	5,1	8,79

FONTE: Os autores (2019)

Uma vez que se têm os parâmetros de forma e magnitude, pode-se tabular os valores de densidade de probabilidade a fim de facilitar o cálculo da Energia Anual Gerada, EAG, realizando-se o método inverso. A tabela resultante desse processo pode ser vista na Tabela 10 abaixo:

Tabela 12 - Densidades anual e mensal.

Classe	Anual	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
0	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%
1	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%
2	0,13%	0,01%	0,02%	0,08%	0,08%	0,02%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
3	0,70%	0,09%	0,26%	0,73%	0,72%	0,23%	0,04%	0,01%	0,00%	0,00%	0,00%	0,01%	0,04%
4	2,26%	0,63%	1,51%	3,54%	3,48%	1,38%	0,32%	0,12%	0,05%	0,02%	0,02%	0,12%	0,32%
5	5,43%	2,78%	5,78%	11,38%	11,15%	5,33%	1,55%	0,67%	0,29%	0,16%	0,17%	0,68%	1,58%
6	10,51%	8,93%	15,86%	25,16%	24,69%	14,88%	5,52%	2,70%	1,31%	0,76%	0,79%	2,73%	5,61%
7	16,68%	21,21%	29,98%	34,14%	33,91%	28,93%	14,92%	8,38%	4,61%	2,84%	2,94%	8,50%	15,10%
8	21,24%	33,39%	32,25%	21,29%	21,87%	32,83%	28,89%	19,98%	12,82%	8,57%	8,78%	20,30%	29,08%
9	20,69%	26,51%	13,29%	3,62%	4,01%	14,97%	32,93%	32,72%	26,66%	20,26%	20,50%	33,06%	32,82%
10	14,28%	6,27%	1,05%	0,07%	0,09%	1,42%	14,64%	27,95%	34,32%	33,11%	33,03%	27,65%	14,31%
11	6,31%	0,18%	0,01%	0,00%	0,00%	0,01%	1,20%	7,24%	18,15%	27,69%	27,27%	6,78%	1,13%
12	1,56%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,01%	0,22%	1,79%	6,46%	6,35%	0,18%	0,00%
13	0,18%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,01%	0,14%	0,14%	0,00%	0,00%
14	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%
15	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%
16	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%
17	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%
18	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%
19	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%
20	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%
21	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%
22	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%
23	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%
24	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%
25	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%
	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0

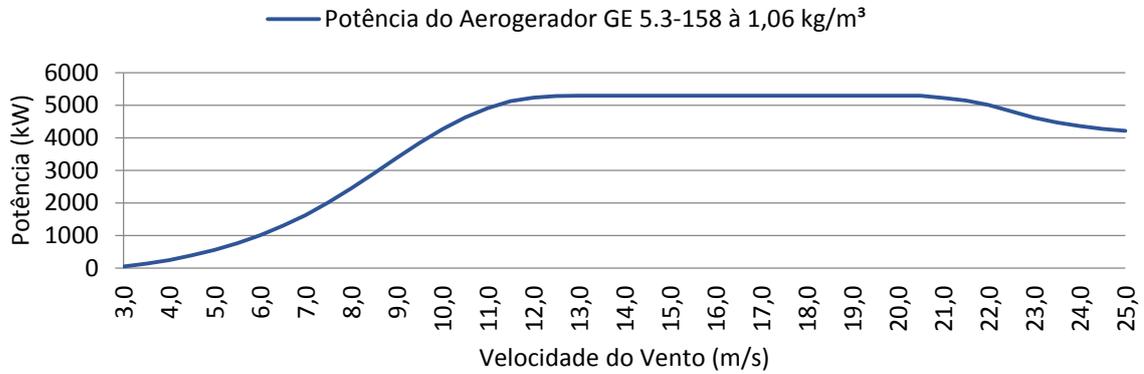
FONTE: Os autores (2019)

#### 4.3 CURVAS DOS AEROGERADORES

Para a simulação do cálculo energético, utilizou-se curvas de potência de três aerogeradores, GE 5.3-158, Vestas 150-4.2 e Gamesa 6.0-155 a uma densidade do ar de  $1,06 \text{ kg/m}^3$  que podem ser visualizadas nas Figuras 17 e 18 abaixo:

Figura 20 – Curva de potência do Aerogerador GE 5.3.

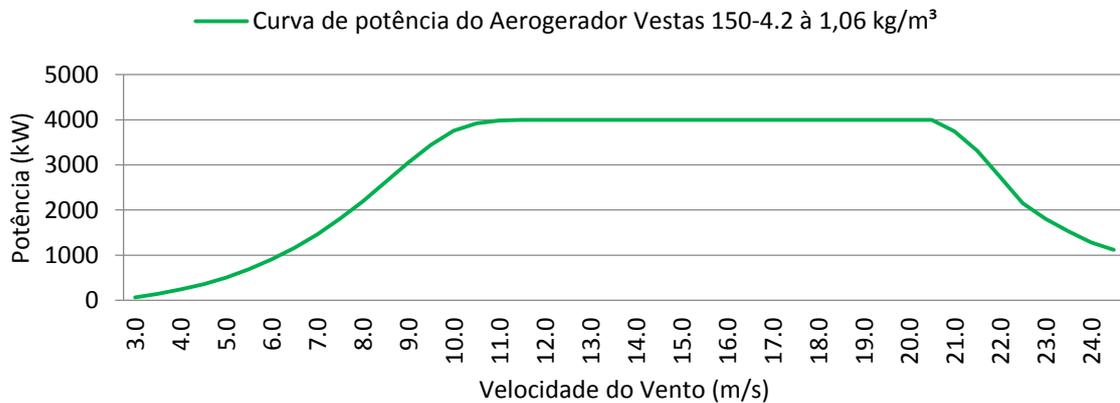
### Curva de potência do Aerogerador GE 5.3-158



FONTE: Os autores (2019)

Figura 21 – Curva de potência do Aerogerador Vestas 4.2.

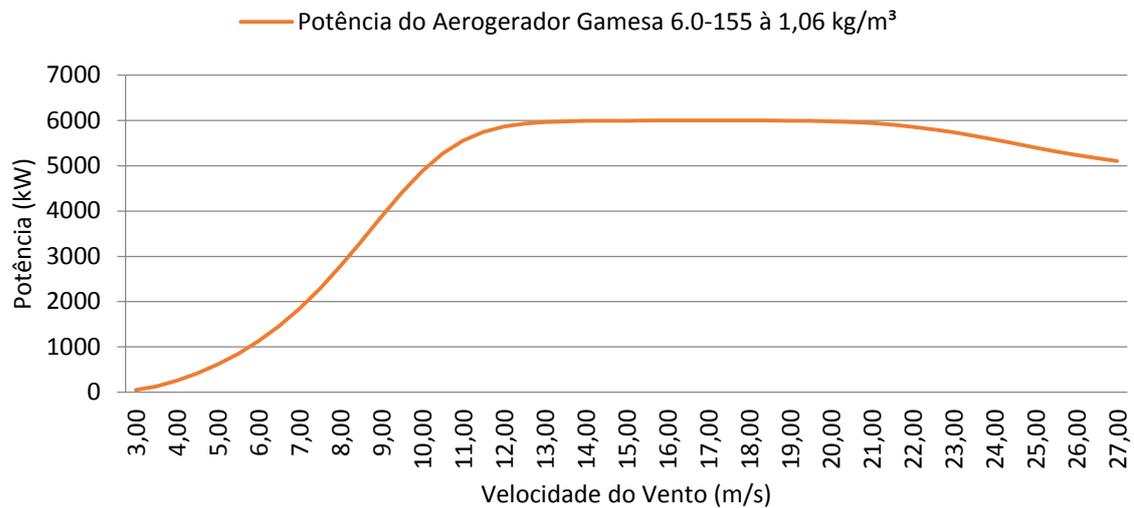
### Potência do Aerogerador Vestas 150-4.2 à 1,06 kg/m<sup>3</sup>



FONTE: Os autores (2019)

Figura 22 – Curva de potência do Aerogerador Gamesa 6.0.

### Curva de potência do Aerogerador Gamesa 6.0-155 à 1,06 kg/m<sup>3</sup>



FONTE: Os autores (2019)

#### 4.4 CÁLCULO ENERGÉTICO

Conforme explicado anteriormente, para o cálculo da EAG, basta determinar o somatório dos produtos entre a função densidade de probabilidade  $f(v)$  pela potência do aerogerador em cada patamar de velocidade do vento vezes 8.760, conforme a fórmula 3.9 e indicado pela tabela 11 abaixo:

Tabela 13 - Cálculo de EAG.

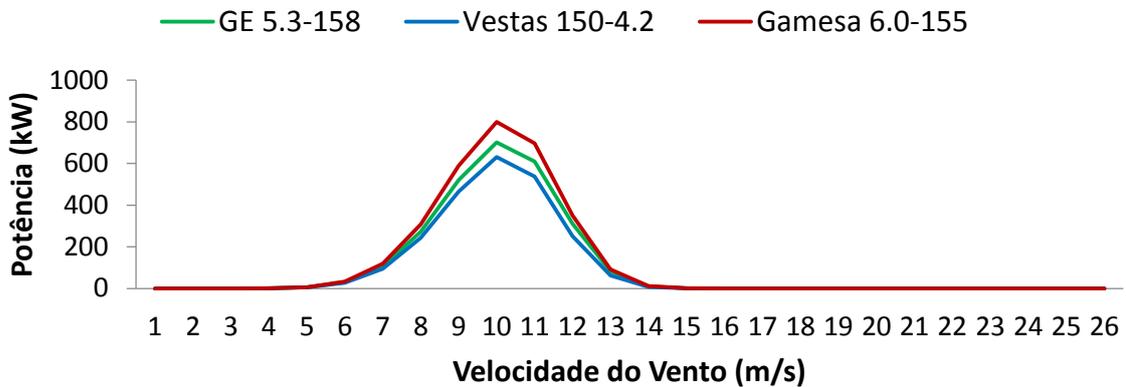
Velocidade do vento (m/s)	Frequência de Ocorrência (%) em Damião - PB	Potência do Aerogerador (kW)			f(v)*P(v) - anual		
		GE	Vestas	Gamesa	GE 5.3-158	Vestas 150-4.2	Gamesa 6.0-155
0,0	0,00%	0	0	0	0,00	0,00	0,00
1,0	0,01%	0	0	0	0,00	0,00	0,00
2,0	0,13%	0	0	0	0,00	0,00	0,00
3,0	0,70%	52	62	47	0,37	0,44	0,33
4,0	2,26%	251	238	252	5,67	5,38	5,69
5,0	5,43%	563	505	613	30,55	27,41	33,27
6,0	10,51%	1.017	904	1128	106,91	95,03	118,58
7,0	16,68%	1.635	1460	1840	272,69	243,50	306,88
8,0	21,24%	2.451	2189	2775	520,68	465,03	589,51
9,0	20,69%	3.387	3052	3862	700,76	631,45	799,04
10,0	14,28%	4.268	3758	4877	609,66	536,81	696,65
11,0	6,31%	4.913	3987	5557	309,86	251,46	350,48
12,0	1,56%	5.234	4000	5865	81,70	62,44	91,55
13,0	0,18%	5.300	4000	5966	9,75	7,36	10,98
14,0	0,01%	5.300	4000	5992	0,45	0,34	0,51
15,0	0,00%	5.300	4000	5998	0,01	0,00	0,01
16,0	0,00%	5.300	4000	6000	0,00	0,00	0,00
17,0	0,00%	5.300	4000	6000	0,00	0,00	0,00
18,0	0,00%	5.300	4000	6000	0,00	0,00	0,00
19,0	0,00%	5.300	4000	5996	0,00	0,00	0,00
20,0	0,00%	5.300	4000	5983	0,00	0,00	0,00
21,0	0,00%	5.225	3742	5944	0,00	0,00	0,00
22,0	0,00%	5.009	2730	5864	0,00	0,00	0,00
23,0	0,00%	4.619	1805	5739	0,00	0,00	0,00
24,0	0,00%	4.364	1284	5578	0,00	0,00	0,00
25,0	0,00%	4.223	0	5405	0,00	0,00	0,00
<b>Total (kW)</b>	1,00	-	-	-	2649,07	2326,64	3003,48
<b>EAG (kWh)</b>					<b>23.205.827,90</b>	<b>20.381.374,09</b>	<b>26.310.461,60</b>

FONTE: Os autores (2019)

Nota-se que a EAG do Aerogerador da fabricante Gamesa é superior aos das outras fabricantes, o que pode ser visualizado graficamente na Figura 20 abaixo:

Figura 23 – Comparativo da EAG de cada Aerogerador.

**Comparativo da EAG de cada Aerogerador simulado**



FONTE: Os autores (2019)

Ainda, calculou-se os valores de P50, P90 de cada aerogerador usando as fórmulas 3.10, 3.11 e 3.12 respectivamente, além do cálculo da GF para a fazenda

eólica. Para as Perdas Aerodinâmicas e Degradação das pás convencionou-se no presente trabalho utilizar 0,5% da EAG (MIGUEL, 2016). Ao passo que para a incerteza padrão, para a TEIF e  $\Delta P$  foram utilizados, respectivamente 12% (a incerteza padrão varia de 9 a 15%), 2,7% e 80 MWh ao ano, conforme a expectativa dos autores.

Tanto a Incerteza Padrão, quanto a TEIF e o  $\Delta P$  são calculados durante fases avançadas do dimensionamento do projeto, exigindo cálculos precisos que vão desde a confiabilidade das medições de vento, no caso da Incerteza Padrão, a cálculos de perdas elétricas no circuito da usina eólica para o TEIF e o  $\Delta P$ . Por esse motivo, tratando-se este trabalho de modelo para analisar de maneira preliminar o potencial eólico e sua viabilidade financeira, convencionaram-se valores para IP, TEIF e  $\Delta P$ .

Além desses parâmetros, pode-se determinar o Fator de Capacidade do Projeto, dividindo-se a GF pela potência nominal instalada, conforme equação abaixo:

$$FC = GF / \text{Potência Nominal Instalada} \quad (4.1)$$

Em tempo, de modo a obter o melhor aproveitamento energético e manter o projeto dentro dos requisitos mínimos de no máximo 50 MW de potência instalada para receber o desconto de 50% na TUSD e TUST (Resolução Normativa N° 745 de 22 de novembro de 2016 da ANEEL) o número de aerogeradores foi calculado de modo a potência nominal instalada ser a maior possível, porém sem exceder 50 MW.

O cálculo final dos parâmetros energéticos pode ser visto na tabela 12:

Tabela 14 – Determinação dos parâmetros energéticos.

Determinação dos parâmetros energéticos	GE 5.3-158	Vestas 150-4.2	Gamesa 6.0-155
EAG (kWh)	23.205.827,90	20.381.374,09	26.310.461,60
Perdas Aerodinâmicas (kWh)	116.029,14	101.906,87	131.552,31
Perdas por Degradação (kWh)	116.029,14	101.906,87	131.552,31
P50 do aerogerador (MWh)	22.973,77	20.177,56	26.047,36
P50 do projeto (MWh)	206.763,93	221.953,16	208.378,86
Incerteza Padrão (%)	12%	12%	12%
P90 do projeto (MWh)	206.445,95	221.611,83	208.058,40
TEIF (pu)	2,7%	2,7%	2,7%
$\Delta P$ (MWh)	80,00	80,00	80,00
Nº de aerogeradores	9,00	11,00	8,00
Pot. Instalada do projeto (MW)	47,70	46,20	48,00
GF (MW médio)	20,17	21,65	20,33
FC	42,3%	46,9%	42,3%

FONTE: Os autores (2019)

#### 4.5 VIABILIDADE FINANCEIRA

Para testar o uso do modelo computacional para a modelagem financeira, utilizou-se as seguintes premissas como entrada para o estudo no cenário base:

Tabela 15 - Premissas para análise econômica.

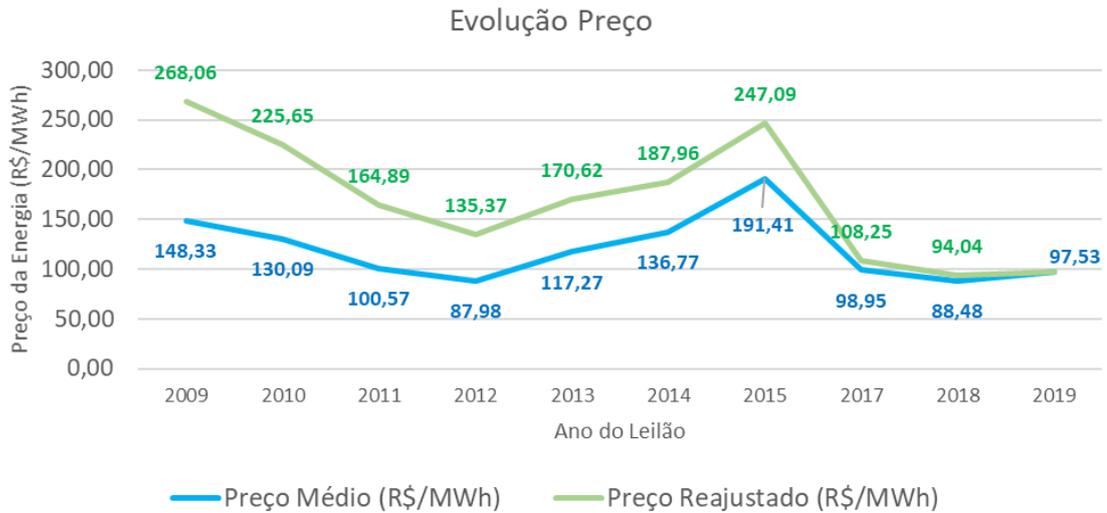
Premissas	
Técnicas	
Tempo de Construção	24 meses
Potência Instalada	(MW)
GF	(MW med)
OPEX	18%
CAPEX	4,2 MM R\$/MW x Pot. Instalada
Equity	70% do CAPEX
Debt	30% do CAPEX
Preço da Energia	Valores entre 95 a 270 R\$/MWh
Financiamento e taxas	
Valor Financiado	30% do CAPEX
Taxa	10,0%
Duração	16 anos
Sistema	SAC
IPCA	4%
PIS/COFINS	3,50%
IR/CSS	34%

FONTE: Os autores (2019).

Para o preço da energia, em R\$/MWh, utilizou-se vários valores entre 95 e 270 reais, pois são os valores médios dos vencedores de leilão de geração de 2009

a 2019. No presente estudo desconsiderou-se a possibilidade de comercialização de energia no ACL devido a grandes exposições de usinas eólicas ao MCP. Essa exposição se dá pelo perfil da geração. A figura 24 a seguir ilustra a variação do preço médio dos lances vencedores para a venda de energia eólica no ACR:

Figura 24 - Evolução no preço.

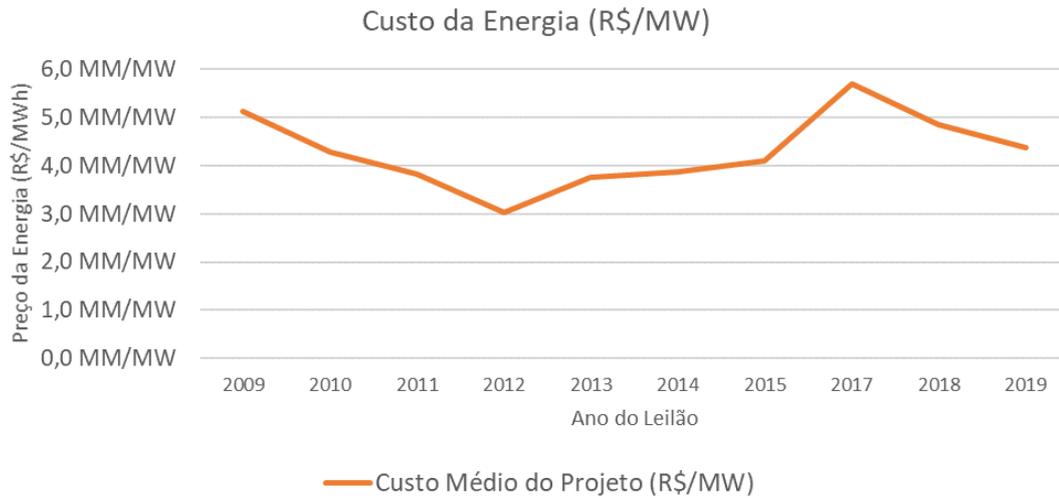


FONTE: Os autores (2019)

Ao passo que para a estimativa de CAPEX do cenário base, foi utilizada também uma média de R\$/MW dos projetos vencedores dos leilões. Essas estimativas são válidas para o presente trabalho pois se tratam apenas de valores base para testar a eficácia computacional do modelo, pois cada usuário terá diferentes estimativas de valores e premissas de projeto.

Na figura 25 abaixo, é possível visualizar a variação do preço em milhões de R\$ (MM) do MW instalado das usinas eólicas vencedoras dos certames da ANEEL de 2009 a 2019:

Figura 25 - Custo de Energia.



FONTE: Os autores (2019)

A média histórica de custo do MW instalado nas usinas eólicas vencedoras dos Leilões de Geração da ANEEL, em R\$, é de cerca de R\$ 4.200.000,00. Valor que foi usado para estimar o *CAPEX* dos aproveitamentos simulados no teste do modelo computacional.

Ainda, foram simulados projetos usando os três tipos de aerogeradores usados para dimensionar a capacidade energética do aproveitamento eólico em Damião, a título de comparação de resultado.

Na Tabela 16 abaixo pode-se ver a viabilidade econômica para um cenário base de 70% capital próprio e 30% capital de terceiros, preço de contato de energia negociado a 200,00 R\$/MWh.

Tabela 16 - Viabilidade econômica do projeto.

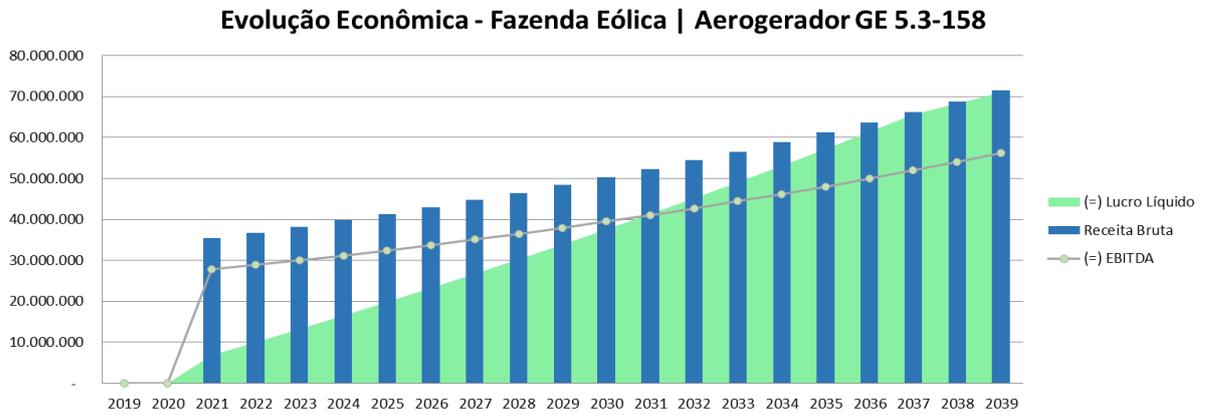
	Viabilidade Econômica		
	GE 5.3 - 158	Vestas 150 - 4.2	Gamesa 6.0 - 155
VPL	R\$ 91.503.522,59	R\$ 117.820.851,28	R\$ 94.348.639,20
TIR Projeto	14,37%	15,52%	14,49%
TIR Acionista	19,56%	21,90%	19,82%
IL	145,4%	158,4%	146,8%

FONTE: Os autores (2019).

Ainda, pode-se visualizar o resultado econômico graficamente, comparando o EBITDA, a Receita Bruta e o Lucro Líquido ao longo do tempo de concessão. As

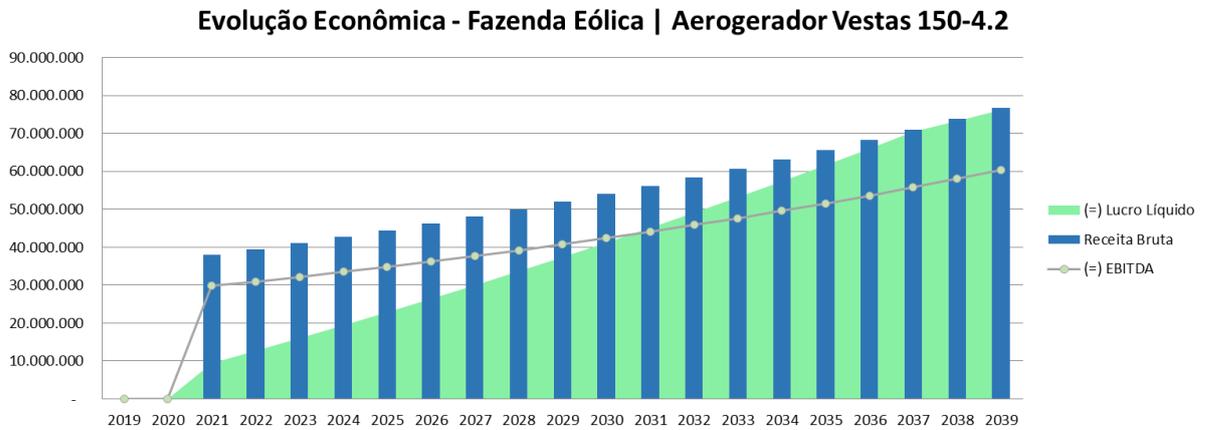
figuras 21, 22 e 23 abaixo ilustram o resultado econômico em R\$ ao longo de 30 anos para o cenário base para os três aproveitamentos eólicos simulados:

Figura 26 - Evolução econômica aerogerador GE 5.3.



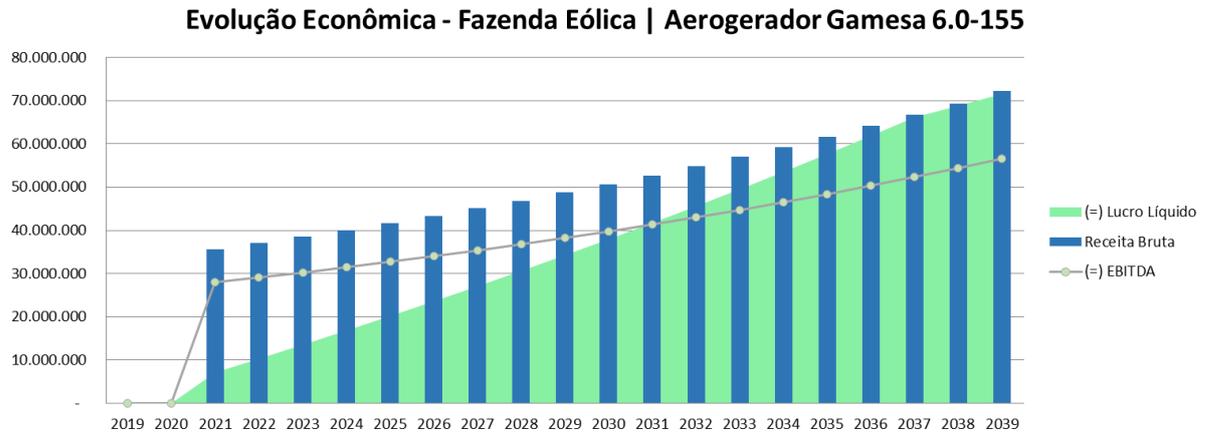
FONTE: Os autores (2019).

Figura 27 - Evolução econômica aerogerador Vestas 4.2.



FONTE: Os autores (2019).

Figura 28 - Evolução econômica aerogerador Gamesa 6.0.



FONTE: Os autores (2019).

Pelo modelo computacional foi possível também fazer um comparativo da TIR dos três projetos com diferentes preços de venda de energia. Calculou-se a TIR de cada projeto usando diferentes cenários de contratos de energia, cujos preços de energia variaram de 95 R\$/MWh a 270 R\$/MWh.

Na tabela 17 a seguir é possível visualizar o comparativo de TIR para cada estratégia contratual:

Tabela 17 – Variação da TIR por preço da energia para cada projeto.

Projeto	Preço (R\$/MWh)	Variação da TIR por preço de energia para cada projeto							
		95	120	145	170	195	220	245	270
GE 5.3 - 158	20,17	4%	7%	10%	12%	14%	16%	18%	20%
Vestas 150 - 4.2	21,65	5%	8%	11%	13%	15%	17%	19%	21%
Gamesa 6.0 - 15	20,33	4%	7%	10%	12%	14%	16%	18%	20%

FONTE: Os autores (2019).

## 5 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Este estudo possuía como objetivo principal o desenvolvimento de um modelo computacional que realize o estudo de viabilidade técnica e econômica preliminar para o desenvolvimento de parques eólicos no Brasil. De maneira a testar a aplicabilidade e bom funcionamento do modelo, esse foi utilizado para o dimensionamento de um parque eólico hipotético no município de Damião, Paraíba, simulando diferentes premissas de projeto, características de aerogeradores e preço de energia comercializada.

Em tempo, destaca-se a importância da análise de viabilidade técnica de projetos de implantação de parque eólicos e investimentos no Setor Elétrico Brasileiro em geral, isto pois, para um melhor aproveitamento do potencial energético das regiões a serem estudadas é necessário conhecimento das propriedades do vento na região e de suas características físicas como velocidade e densidade. A má avaliação desses parâmetros pode resultar em um investimento pouco rentável, em uma má gestão do capital e uma baixa taxa interna de retorno aos investidores.

Levando em consideração a atual crise financeira do país e as baixas taxas de investimento público e privada a viabilidade financeira e de investimento se faz presente e de suma importância, para que os investidores do Sistema Elétrico Brasileiro tenham certeza das circunstâncias da aplicação do capital. Para que isso seja possível é necessário realizar além do estudo de viabilidade técnica a análise financeira do projeto, baseada nos conceitos econômicos evidenciados ao longo deste trabalho e nos equipamentos a serem utilizados para a implantação do projeto.

Para trabalhos futuros sugere-se o estudo relacionado aos fatores da direção do vento, como a modelagem das rosas dos ventos que compõe a região a ser implementado um parque eólico e o aprofundamento nas questões de financiamento e captação de investimentos para desenvolvimento de projetos eólicos.

Por fim, constata-se que o desenvolvimento de um modelo computacional que auxilie no momento de estudo da implementação de parque eólicos no Brasil é de suma importância e, visto o resultado satisfatório do cenário base, o modelo computacional elaborado e proposto neste trabalho se mostra satisfatório para análises preliminares, essenciais para tomada de decisão de investidores, no que tange a continuidade de avaliação de projetos.

## 6 BIBLIOGRAFIA

Como base referencial, destacam-se as obras apresentadas na sequência:

Ministério de Minas e Energia. Empresa de Pesquisa Energética. **PLANO DECENAL DE EXPANSÃO DE ENERGIA 2027**. [Brasília] 2018. Disponível em:

<<http://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/plano-decenal-de-expansao-de-energia-pde>>

CARVALHO, Bismarck Castillo. **DEVELOPMENT OF A COMPUTATIONAL MODELING OF WIND ENERGY CONVERSION SYSTEMS WITH SYNCHRONOUS GENERATORS FOR POWER QUALITY STUDIES**. 2006. 233 f. Tese (Doutorado em Engenharias) - Universidade Federal de Uberlândia, Uberlândia, 2006.

Disponível em: <<https://repositorio.ufu.br/handle/123456789/14338>>

SALLES, Ana Claudia Nioac de. **METODOLOGIAS DE ANÁLISE DE RISCO PARA AVALIAÇÃO FINANCEIRA DE PROJETOS DE GERAÇÃO EÓLICA** [Rio de Janeiro] 2004 – Universidade Federal do Rio de Janeiro.

Disponível em <<http://bertolo.pro.br/MetodosQuantitativos/Simulacao/acnsalles.pdf> >

LEITE, Andréa Pereira. **MODELAGEM DE FAZENDAS EÓLICAS PARA ESTUDOS DE CONFIABILIDADE** [Rio de Janeiro] 2005.

Disponível em: <<http://pee.ufrj.br/teses/textocompleto/2005042601.pdf>>

BRACIANI, Urian. **ESTRUTURA DE CUSTOS PARA IMPLANTAÇÃO DAS USINAS DE GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA NO BRASIL** [Florianópolis] 2011.

Disponível em:

<

<https://repositorio.ufsc.br/bitstream/handle/123456789/121237/303023.pdf?sequence=1&isAllowed=y> >

WALVIS, Alida. **AVALIAÇÃO DAS REFORMAS RECENTES NO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO E SUA RELAÇÃO COM O DESENVOLVIMENTO DO MERCADO LIVRE DE ENERGIA** [Rio de Janeiro] 2014.

Disponível em: <<https://bibliotecadigital.fgv.br/dspace/handle/10438/12046> >

CASAROTTO FILHO, Nelson; KOPITTKKE, Bruno Hartmut. **ANÁLISE DE INVESTIMENTOS. MATEMÁTICA FINANCEIRA, ENGENHARIA ECONOMICA, TOMADA DE DECISAO, ESTRATEGIA EMPRESARIAL**. 11. ed. [s.l.]: Atlas, 2010.

CUSTÓDIO, R. S. **ENERGIA EÓLICA PARA PRODUÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA**. Rio de Janeiro: Eletrobrás, 2009.

NERY, Eduardo. **MERCADOS E REGULAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA**. [s.l.]: Interciência, 2012.

PINTO, Milton. **FUNDAMENTOS DE ENERGIA EÓLICA**. [s.l.]: Ltc, 2012.

SAMANEZ, Carlos Patrício. **ENGENHARIA ECONÔMICA**. [s.l.]: Pearson, 2009.

TOLMASQUIM, Mauricio Tiommo. **NOVO MODELO DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO**. 2. ed. [s.l.]: Saraiva, 2015.

MAMEDE FILHO, João. **MANUAL DE EQUIPAMENTOS ELÉTRICOS**. 4. ed. [s.l.]: Ltc, 2013.

MENEZES, Flávio M. **UMA INTRODUÇÃO À TEORIA DE LEILÕES**. [Rio de Janeiro] 1994

Disponível em:

<<http://bibliotecadigital.fgv.br/ojs/index.php/bre/article/view/2973/1869>>

BRASIL. Ministério de Minas e Energia. Consultoria Jurídica. Portaria n°21, de 18 de janeiro de 2008.

Cavalcanti, Ceres & Pereira, Alexandre & Adami, Vivian & Antunes, Fernando & Schmidt, Larissa & Siqueira, John & Oliveira, Antonio. (2015). Programa demonstrativo para inovação em cadeia produtiva selecionada - Energia Eólica.

Metodologia simplificada para avaliação do potencial de energia eólica em centros urbanos - Scientific Figure on ResearchGate. Available from: [https://www.researchgate.net/figure/Figura-3-Curva-de-potencia-de-um-aerogerador-tipico\\_fig4\\_319908497](https://www.researchgate.net/figure/Figura-3-Curva-de-potencia-de-um-aerogerador-tipico_fig4_319908497)

BAHIA, Jorge Carlos. A Melhor Opção é CAPEX ou o OPEX?. **Contábeis**. 29 de abril de 2019. Disponível em: <https://www.contabeis.com.br/artigos/5404/a-melhor-opcao-e-o-capex-ou-o-opex/>. Acesso em: 10/11/2019

BRASIL. Ministério de Minas e Energia. Consultoria Jurídica. Portaria nº21, de 18 de janeiro de 2008.

FERNANDES, Adriana & NEDER, Vinicius. BNDES devolverá R\$100 bilhões ao tesouro. O Estado de São Paulo. 07 de janeiro de 2019. Disponível em: <https://economia.estadao.com.br/noticias/geral,bndes-devolvera-r-100-bilhoes-ao-tesouro,70002669549> Acesso em: 08/11/2019

INMAN, Phillip. Brazil overtakes UK as sixth-largest economy. The Guardian. 26 de dezembro de 2011. Disponível em: <https://www.theguardian.com/business/2011/dec/26/brazil-overtakes-uk-economy> .Acesso em 13/08/2019.

ABEE, Associação Brasileira de Energia Eólica. Boletim Anual de Geração Eólica. 2018.

BRASIL. Ministério de Minas e Energia. ANEEL. Resolução Normativa nº832, de 13 de novembro de 2018.

BRASIL. Ministério de Minas e Energia. Consultoria Jurídica. Portaria nº101, de 22 de março de 2016.

CASTRO, Nivalde de. BNDES e o Setor Elétrico, Grupo de estudos do setor elétrico UFRJ. [Rio de Janeiro] 2018.

BRASIL. Ministério de Minas e Energia. Gabinete do Ministro. Portaria nº121, de 04 de abril de 2018.

BRASIL. História da Energia Eólica e suas utilizações. CRESESB, Centro de Referência para as Energias Solar e Eólica Sérgio de S. Brito. 12 de junho de 2017.

Disponível em:

[http://www.cresesb.cepel.br/index.php?section=com\\_content&cid=tutorial\\_eolica](http://www.cresesb.cepel.br/index.php?section=com_content&cid=tutorial_eolica).

Acessado em: 01/11/2019.

Borges, Wenio & Araújo, Alex & Silva, Augusto & Corte Real, Eduardo & Menezes, Eduardo & Melo, Kennethy & Iolanda, Lucas & Queiroz, Oyama. (2018). DETERMINAÇÃO DOS PARÂMETROS DE WEIBULL PARA APLICAÇÕES EÓLICAS EM DUAS REGIÕES DISTINTAS.

MIGUEL, José Vitor Pereira. A INFLUÊNCIA DA CAMPANHA DE MEDIÇÃO ANEMOMÉTRICA NA AVALIAÇÃO DE RECURSOS EÓLICOS COM BASE NA APLICAÇÃO DE MÉTODOS MCP. (2016)

MARTINS, F.R.; GUARNIERI, R.A.; PEREIRA, E.B. O aproveitamento da energia eólica. **Revista Brasileira de Ensino de Física**, São José dos Campos, v. 30, n. 1, out. 2007.

SIMAS, M.; PACCA, S. Energia eólica, geração de empregos e desenvolvimento sustentável. **Revista Estudos Avançados**, São Paulo, v. 27, n. 27, 2013.

SALINO, P. J.; **Energia eólica no Brasil: Uma comparação do PROINFA e dos novos leilões**. Trabalho de Graduação (Bacharelado em Engenharia Ambiental) – Escola Politécnica, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2011.

LARA FILHO, M. O.; **Projeto integrado de uma minirrede inteligente aliada à gestão de energia: uma iniciativa de redução dos custos da UFPR com energia elétrica**. Trabalho de Graduação (Bacharelado em Engenharia Elétrica) – Setor de Tecnologia, Universidade Federal do Paraná, Curitiba, 2018

## ANEXO A – DADOS ATLAS EÓLICO DA PARAÍBA.

Altura	Parâmetros	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Média Anual
101,6 m	Vmédia [m/s]	7,72	7,16	6,56	6,54	7,2	8,14	8,7	9,33	9,69	9,01	8,73	8,13	8,08
	k Weibull	5,14	5,17	4,89	4,33	4,8	5,2	5,1	6,64	6,13	5,43	5,65	5,24	5,1
70,0 m	Vmédia [m/s]	7,3	6,77	6,2	6,18	6,8	7,69	8,22	8,82	9,16	8,52	8,25	7,69	7,64
	k Weibull	4,89	4,82	4,66	4,1	4,6	5	4,91	6,23	5,89	5,27	5,42	5,01	4,87
10,9 m	Vmédia [m/s]	5,06	4,69	4,3	4,29	4,72	5,33	5,7	6,11	6,35	5,91	5,72	5,33	5,3
	k Weibull	4,55	4,34	4,36	3,68	4,12	4,42	4,27	5,02	5,13	5,19	5,04	4,84	4,32
Rugosidade, z0:		0,01	0,02	0,03	0,12	0,39	0,65	1,11	0,43	0,11	0,01	0,01	0,01	0,1
Expoente de Camada - Limite [α]		0,11	0,12	0,13	0,15	0,19	0,21	0,23	0,19	0,15	0,11	0,11	0,11	0,15
Temperatura [°C]		20,1	20,3	20,1	19,7	19,1	18	17,4	17,4	18,2	19,1	19,5	19,8	19,1
Pressão Atmosférica [hPa]		893	893	893	893	894	894	895	895	895	894	893	893	894
Densidade do Ar [kg/m3]		1,06	1,06	1,06	1,06	1,07	1,07	1,07	1,07	1,07	1,07	1,06	1,06	1,07