

**UNIVERSIDADE TECNOLÓGICA FEDERAL DO PARANÁ  
DEPARTAMENTO ACADÊMICO DE ENGENHARIA ELÉTRICA  
CURSO DE ENGENHARIA ELÉTRICA**

**BRUNA PORFIRIO DA SILVA**

**ANÁLISE TÉCNICA E ECONÔMICA PARA IMPLEMENTAÇÃO DE  
AEROGERADORES NA UTFPR, CAMPUS MEDIANEIRA**

**MEDIANEIRA**

**2021**

**BRUNA PORFIRIO DA SILVA**

**ANÁLISE TÉCNICA E ECONÔMICA PARA IMPLEMENTAÇÃO DE  
AEROGERADORES NA UTFPR, CAMPUS MEDIANEIRA**

**Technical and economic analysis for implementation of wind turbines at  
UTFPR, campus Medianeira**

Trabalho de conclusão de Curso do Curso de Engenharia Elétrica, da Universidade Tecnológica Federal do Paraná como requisito parcial para obtenção do título de Bacharel em Engenharia Elétrica.

Orientador: Prof. Dr. Evandro André Konopatzki

Coorientador: Prof. Dr. Leandro Antônio Pasa

**MEDIANEIRA**

**2021**



[4.0 Internacional](https://creativecommons.org/licenses/by-nc-sa/4.0/)

Esta licença permite remixe, adaptação e criação a partir do trabalho para fins não comerciais, desde que sejam atribuídos créditos ao(s) autor(es) e que licenciem as novas criações sob termos idênticos. Conteúdos elaborados por terceiros, citados e referenciados nesta obra não são cobertos pela licença.

**BRUNA PORFIRIO DA SILVA**

**ANÁLISE TÉCNICA E ECONÔMICA PARA IMPLEMENTAÇÃO DE  
AEROGERADORES NA UTFPR, CAMPUS MEDIANEIRA**

Trabalho de Conclusão de Curso de Graduação  
apresentado como requisito para obtenção do título  
de Bacharel em Engenharia Elétrica da Universidade  
Tecnológica Federal do Paraná (UTFPR).

Data de aprovação: 24/novembro/2021

---

Evandro André Konopatzki  
Doutorado  
Universidade Tecnológica Federal do Paraná

---

Leandro Antonio Pasa  
Doutorado  
Universidade Tecnológica Federal do Paraná

---

José Airton Azevedo dos Santos  
Doutorado  
Universidade Tecnológica Federal do Paraná

---

Yuri Ferruzzi  
Mestrado  
Universidade Tecnológica Federal do Paraná

**MEDIANEIRA**

**2021**

Dedico este trabalho à minha família, namorado e amigos pelos momentos de ausência nesses anos de curso.

## **AGRADECIMENTOS**

Gostaria de agradecer primeiramente a Deus, pela minha vida. Aos meus pais por me apoiar nos momentos mais difíceis que passei ao longo do curso, por ter acreditado no meu potencial mesmo quando eu não acreditava e principalmente por ter me dado a melhor educação possível, mesmo que essa escolha tenha feito eles abdicarem de certos confortos.

Aos meus professores pelos ensinamentos, ao meu namorado Anderson por todo carinho e apoio nesses anos, e minha amiga Aline Renata pela amizade de sempre.

Agradeço ao meu orientador Prof. Dr. Evandro Konopatzki, pela sabedoria com que me guiou nesta trajetória.

Aos meus colegas de curso.

Gostaria de deixar registrado também, o meu reconhecimento à minha família, pois acredito que sem o apoio deles seria muito difícil vencer esse desafio.

## RESUMO

Com a penetração da minigerações distribuídas e a transformação das unidades consumidoras em prossumidoras os estudos de análise técnica e econômica para a implantação de aerogeradores tornaram-se mais frequentes. O objetivo desse trabalho foi analisar técnica e economicamente a instalação de um aerogerador no campus Medianeira da Universidade Tecnológica Federal do Paraná. A metodologia analisou o perfil dos ventos perimetrais ao campus com dados coletados e fornecidos pelo Instituto Agrônomo do Paraná (IAPAR) e corrigidos para as alturas de 40, 50 e 60 m pela Lei de Hellmann. Com distribuição de Weibull foi definida a probabilidade de ocorrência de vento e estimada a geração de energia de dois modelos de turbina com potência pico de 100 kW. Com os dados de consumo e demanda do ano de 2019 do campus, foi dimensionado o aerogerador e orçado seu custo de aquisição, instalação, operação e manutenção. A viabilidade econômica desse projeto foi feita pelo uso dos indicadores econômicos TIR, *Payback* descontado e VPL. Os resultados mostraram viabilidade técnica com a instalação de duas turbinas modelo X, porém os indicadores econômicos apresentaram inviabilidade econômica na implantação da planta eólica dimensionada. A conclusão dessa pesquisa foi haver potencial eólico no Município de Medianeira, PR, especialmente nos arredores do Campus da UTFPR. Também foi possível concluir pela necessidade de incentivo público – por meio da redução de tributos – e privado – pela difusão tecnológica, produção escalonada – a fim de reduzir os custos de aquisição, transporte e instalação dos aerogeradores voltados à minigeração distribuída.

**Palavras-chave:** Minigeração Distribuída; Energia eólica; Distribuição de Weibull; Engenharia Econômica; Energia renovável.

## ABSTRACT.

With the penetration of distributed mini-generations and the transformation of consumer units into prospective studies of technical and economic analysis for the installation of Wind turbines have become more frequent. The objective of this work will be to analyze technically and economically the installation of a Wind turbine on the UTFPR, campus Medianeira. The methodology will analyze the profile of the perimeter winds to the campus with data to be collected and provided by the and Agronomic Institute of Paraná corrected for heights of 40, 50 and 60 m with Weibull distribution. With the 2019 consumption and demand data from the campus, the Wind turbine will be sized and its cost of acquisition, installation, operation and maintenance will be budgeted. The economic viability of this Project will be made using the economic indicators TIR, Payback and VPL. The expected results are the verification of the amortization of the electric energy tariff of the campus with the indication of the technical and economic feasibility of installing the mini-generation system.

**Keywords:** Distributed Minigeration; Wind Power; Weibull Distribution; Economic Engineering; Renewable energy.

## LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1	Parque brasileiro de geração elétrica, em MW, nos anos de a) 2014 e b) 2019 .....	15
Figura 2	Evolução do parque eólico, em GW, no brasil .....	16
Figura 3	Esboço de turbinas com eixo de rotação: a) horizontal (HAWT) e b) vertical (VAWT) .....	17
Figura 4	Modelos de rotores tipo Darrieus: a) rotor h; b) rotor delta; c) rotor diamante e d) rotor y .....	19
Figura 5	Turbina Savonius a) em perspectiva isométrica superior e b) vista superior	20
Figura 6	Exemplo de distribuição da densidade probabilística da velocidade do vento de Weibull .....	21
Figura 7	Características de uma curva de potência de um aerogerador .....	24
Figura 8	Fluxograma da tarifa horo-sazonal: a) verde e b) azul .....	28
Figura 9	Representação do fluxo de caixa de projeto de instalação de um aerogerador .....	32
Figura 10	Fluxograma da metodologia .....	34
Figura 11	Distribuição de probabilidade de Weibull para alturas de 40; 50 e 60m ...	41
Figura 12	Energia consumida nos horários de ponta e fora ponta, do campus UTFPR medianeira, ano de 2019.....	42
Figura 13	Demanda contratada e demanda medida, do campus UTFPR Medianeira, ano de 2019. ....	43
Figura 14	Curva de geração turbina x-100KW .....	45
Figura 15	Curva de geração turbina y-100KW .....	46
Quadro 1	– Unidades consumidoras grupo A e grupo B.....	27



## LISTA DE TABELAS

Tabela 1	Valores aproximados para comprimento de rugosidade e para o expoente de potência em alguns terrenos típicos .....	23
Tabela 2	- Velocidades média, máxima e mínima dos ventos medidos na altura de 10 m e estimados nas alturas de 40; 50 e 60 m .....	39
Tabela 3	- Consumo médio de energia elétrica do campus por estação do ano.....	44
Tabela 4	- Potência média de geração da turbina para cada estação do ano. ....	47
Tabela 5	- Energia gerada pela turbina para cada estação do ano .....	47
Tabela 6	- Comparação de energia gerada em kwh entre a turbina x e y .....	48
Tabela 7	- Resumo dos resultados VPL e TIR (taxa de 12,35% a.a).....	49
Tabela 8	- Tabela de <i>payback</i> descontado .....	50

## LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
CBEE	Centro Brasileiro de Energia Elétrica
CELPE	Companhia Energética de Pernambuco
CIP	Contribuição para Custeio do Serviço de Iluminação
COFINS	Contribuição para o Financiamento de Seguridade Social
COPEL	Companhia Paranaense de Energia Elétrica
GW	Gigawatt
ICMS	Imposto de Circulação de Mercadorias e Serviços
MW	Megawatt
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
PIS	Programa de Integração Social
TIR	Taxa Interna de Retorno
TUSD	Tarifas de Utilização do Sistema de Distribuição
UTFPR	Universidade Tecnológica Federal do Paraná
UTFPR-MD	Campus Medianeira da Universidade Tecnológica Federal do Paraná
VPL	Valor Presente Líquido

## SUMÁRIO

<b>1</b>	<b>INTRODUÇÃO</b>	<b>12</b>
<b>2</b>	<b>REFERENCIAL TEÓRICO</b>	<b>14</b>
<b>2.1</b>	<b>Geração de energia no Brasil</b>	<b>14</b>
2.1.1	Geração eólica	15
2.1.2	Turbinas eólicas	17
2.1.3	Distribuição de weibull	20
2.1.4	Curva de potência do aerogerador	24
<b>2.2</b>	<b>Geração distribuída</b>	<b>25</b>
<b>2.3</b>	<b>Sistema tarifário</b>	<b>27</b>
<b>2.4</b>	<b>Análise financeira</b>	<b>29</b>
2.4.1	<i>Payback</i>	30
2.4.2	Valor presente líquido	31
2.4.3	Taxa interna de retorno	32
<b>3</b>	<b>METODOLOGIA</b>	<b>34</b>
<b>3.1</b>	<b>Objeto em estudo</b>	<b>35</b>
<b>3.2</b>	<b>Dimensionamento da planta de geração eólica do campus</b>	<b>36</b>
<b>3.3</b>	<b>Condições climáticas de Medianeira</b>	<b>36</b>
3.3.1	Tratamento dos dados de vento	36
3.3.2	Viabilidade técnica de geração eólica	37
3.3.3	Investimento de geração eólica	37
<b>4</b>	<b>RESULTADOS E DISCUSSÃO</b>	<b>39</b>
<b>4.1</b>	<b>Condições climáticas do município de Medianeira, PR sob aspectos favoráveis a instalação de turbinas eólicas</b>	<b>39</b>
<b>4.2</b>	<b>Perfil de demanda e consumo de energia elétrica do campus Medianeira da UTFPR</b>	<b>42</b>
<b>4.3</b>	<b>Aerogeradores analisados</b>	<b>44</b>
<b>4.4</b>	<b>Estimativa de geração de energia elétrica</b>	<b>46</b>
<b>4.5</b>	<b>Valores de mercado do sistema eólico</b>	<b>48</b>
<b>4.6</b>	<b>Viabilidade econômica do sistema eólico</b>	<b>49</b>
<b>5</b>	<b>CONCLUSÃO E RECOMENDAÇÕES</b>	<b>51</b>
	<b>REFERÊNCIAS</b>	<b>53</b>

## 1 INTRODUÇÃO

O crescimento da população e da renda proporciona o aumento dos setores industriais e de serviços no mercado interno. Como por exemplo o consumo residencial com expansão de equipamentos de uso doméstico. Isso significa que, com uma quantidade maior de equipamentos, o uso de energia elétrica cresce e exerce uma pressão na demanda de geração de energia (EPE, 2007).

Uma alternativa para o país foi a criação, em abril de 2012, pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), da Resolução Normativa nº 482/2012. Essa normativa regulariza sistemas de micro e minigeração distribuída tornando possível ao consumidor gerar a sua própria energia sem depender exclusivamente do Sistema Interligado Nacional (SIN). Assim o consumidor pode ter geração de eletricidade limpa e renovável como por exemplo eólica, fotovoltaica ou de biocombustíveis.

Segundo a resolução o excedente de energia pode ser enviado ao SIN por meio da rede elétrica da concessionária e o consumidor terá créditos a utilizar em qualquer momento do dia, nos meses seguintes.

O setor de energia eólica de pequeno (potência instalada até 75 kW) e médio porte (de 75 kW a menor de 5 MW) ainda é inicial no Brasil, entretanto o mercado eólico de grande porte (potência instalada acima de 5 MW) ocupa, atualmente, a segunda fonte de geração na matriz renovável do país (Cruz, 2015).

Mas esse tipo de sistema (micro e minigeração distribuídas) traz vantagens como a economia na tarifa de energia elétrica, a redução da demanda de eletricidade no sistema nacional, o aumento da utilização de fontes renováveis e o aquecimento econômico no setor de serviços.

Nesse trabalho foi realizado um estudo técnico para validar a hipótese de que é possível reduzir as despesas com energia elétrica do campus Medianeira da UTFPR-MD com a instalação de dois aerogeradores de 100 kW, usando o sistema de compensação de energia previsto na resolução normativa 482/2012 da ANEEL.

Dessa forma, o objetivo geral dessa pesquisa foi analisar de forma técnica e econômica o dimensionamento de um gerador eólico para suprir as necessidades energéticas do campus de Medianeira da UTFPR.

Esse trabalho foi construído através dos seguintes objetivos específicos:

- a) Examinar as condições climáticas do município de Medianeira, PR sob aspectos favoráveis à instalação de turbinas eólicas;
- b) Dimensionar uma planta de geração eólica que atenda o consumo de energia elétrica do campus;
- c) Estimar o valor da planta por meio de orçamento com empresas especializadas do setor;
- d) Analisar o custo benefício da instalação da geração eólica no campus considerando os indicadores econômicos *Payback* Descontado (PBD), Valor presente líquido (VPL) e Taxa interna de retorno (TIR).

## 2 REFERENCIAL TEÓRICO

Neste capítulo serão destacados o panorama atual de geração eólica no Brasil, os tipos de aerogeradores. Além de normas sobre micro e minigeração e os principais conceitos sobre o sistema tarifário brasileiro. E para finalizar, uma breve explicação sobre alguns indicadores econômicos.

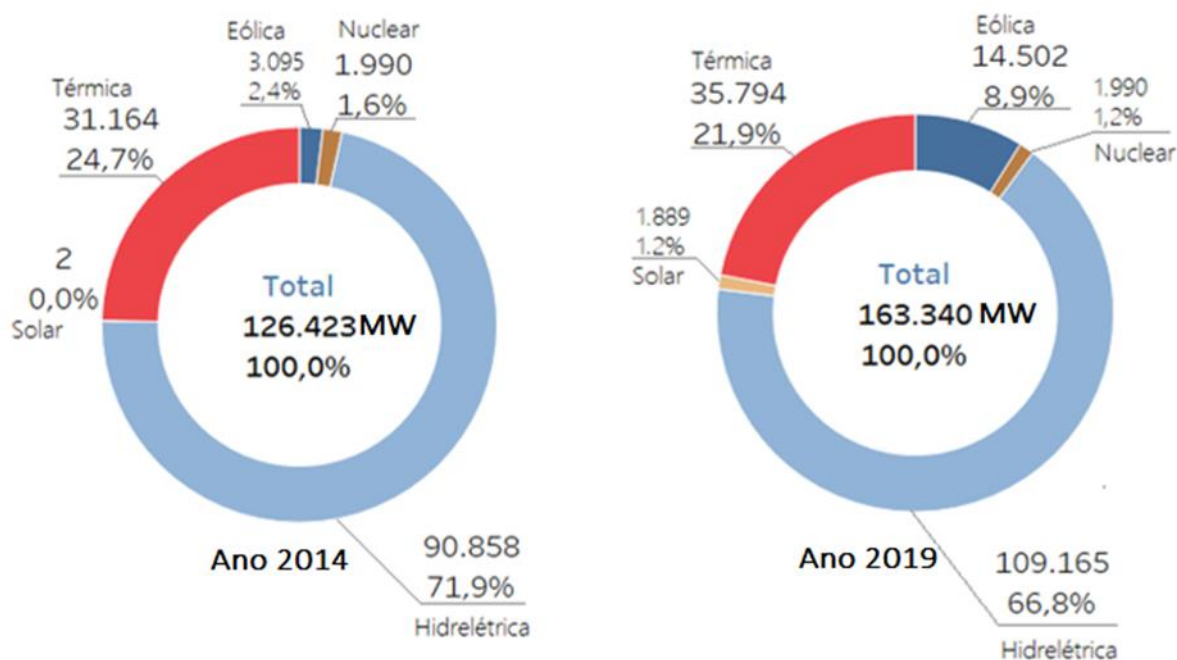
### 2.1 Geração de energia no Brasil

A geração de energia elétrica é fundamental para o progresso socioeconômico do país. Porém esse crescimento deve ser elaborado em cima do conceito de desenvolvimento sustentável, que vem de um longo processo de avaliação e reavaliação das relações entre sociedade e meio ambiente. O tema foi discutido pela primeira vez pela *World Conservation Union* num documento intitulado *World's Conservation Strategy*, o mesmo aborda que para o desenvolvimento seja sustentável, os aspectos sociais e ecológicos devem ser analisados, assim como o econômico, dos recursos vivos e não vivos, as vantagens de longo e curto prazo em ações de natureza alternativa. O elemento humano foi adicionado no *Relatório de Brundtland*, com o objetivo de equilibrar as variáveis social, econômica e ambiental. (Bellen, 2006).

Pensando na sustentabilidade, a matriz energética de um país tem forte tendência a aumentar as fontes renováveis que promovem um baixo impacto ao meio ambiente. Como por exemplo a energia eólica e a energia fotovoltaica havendo nos últimos anos investimentos e incentivos para esse tipo de geração. (Betini, Castagna, Junior, Tiepolo, 2012).

De acordo com o Operador Nacional do Sistema elétrico (ONS, 2019), a matriz energética brasileira é composta por hidrelétricas, térmicas, eólicas, solar e nuclear. Do ano de 2014 até início de 2019 houve um aumento da capacidade de geração eólica instalada no Brasil, passando de 3,095 MW para 14,502 MW instalado. Isso significa que em 2014 a geração eólica brasileira correspondia a 2,4% da produção total, já em 2019 essa produção representava cerca de 8,9%, conforme a Figura 1.

**Figura 1- Parque brasileiro de geração elétrica, em MW, nos anos de a) 2014 e b) 2019.**



Fonte: (ONS, 2019)

Como observado na Figura 1 após as hidrelétricas e com o crescimento significativo nos últimos anos, a eólica é a segunda matriz energética renovável mais utilizada no país. Os custos de instalação dessas usinas vêm diminuindo no mercado internacional devido a uma maior concorrência entre fabricantes e na melhoria da tecnologia. Diante desse cenário o Brasil está tendo um aumento nos parques eólicos, sendo que o país tem um grande potencial a ser explorado (Betini, Castagna, Junior, & Tiepolo, 2012).

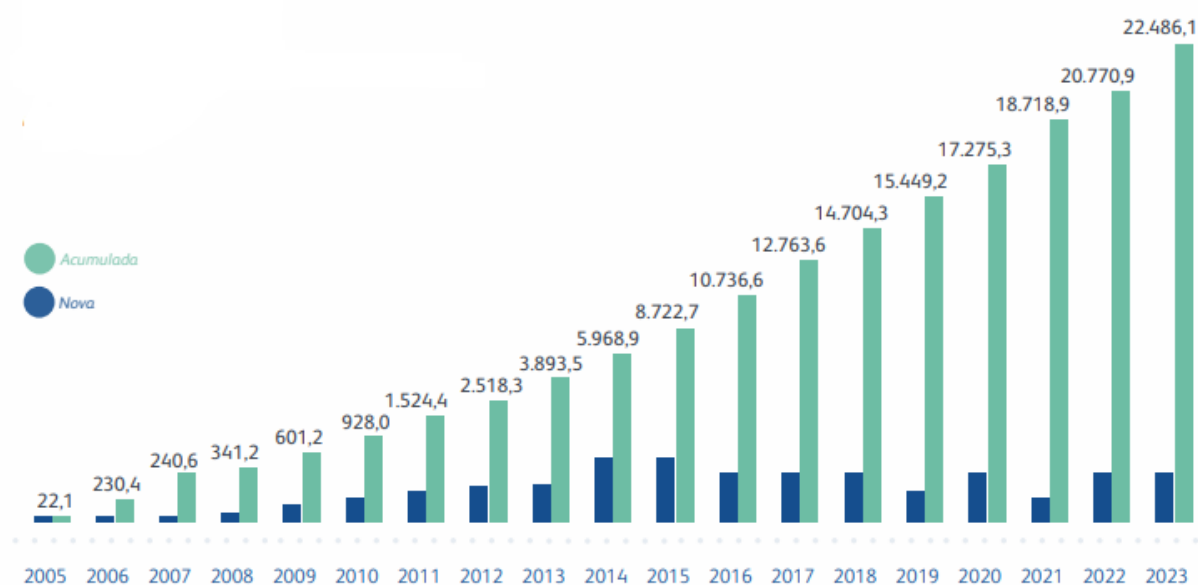
### 2.1.1 Geração eólica

A energia cinética contida em rajadas de vento nomeia-se energia eólica. Através da conversão da energia cinética de translação em energia cinética de rotação ocorre seu aproveitamento com o uso de aerogeradores, para a geração de eletricidade (ANEEL, 2005).

O primeiro aerogerador instalado no Brasil foi no arquipélago de Fernando de Noronha em 1992, consequência da parceria entre a Companhia Energética de Pernambuco (CELPE) e o Centro Brasileiro de Energia Eólica (CBEE), o projeto foi financiado pelo instituto de pesquisas dinamarquês *Folkecenter*. Porém por falta de políticas, e pelo preço elevado da tecnologia, a energia eólica pouco se desenvolveu nos dez anos seguintes (ABEEólica – Associação Brasileira de Energia Eólica, 2020).

Após tentativas sem sucesso do governo para contratação de empreendimentos relacionados a geração eólica, foi criado em 2002 o programa de incentivo às fontes alternativas de energia elétrica (PROINFA) gerenciado pela Eletrobrás. O programa além de promover o desenvolvimento das fontes renováveis, estimulou as indústrias de componentes e turbinas eólicas no Brasil, pois exigia que os aerogeradores tivessem conteúdo nacional. Outro ponto que incentivou a geração eólica foi a realização de leilões específicos (realizados regularmente desde 2009) para contratação desse tipo de energia (Proinfa, 2017). A Figura 2 descreve essa evolução do ano de 2005 até 2019 e com uma projeção até o ano de 2023.

**Figura 2 - Evolução do parque eólico, em GW, no Brasil**



Fonte: (ABEEólica,2019)



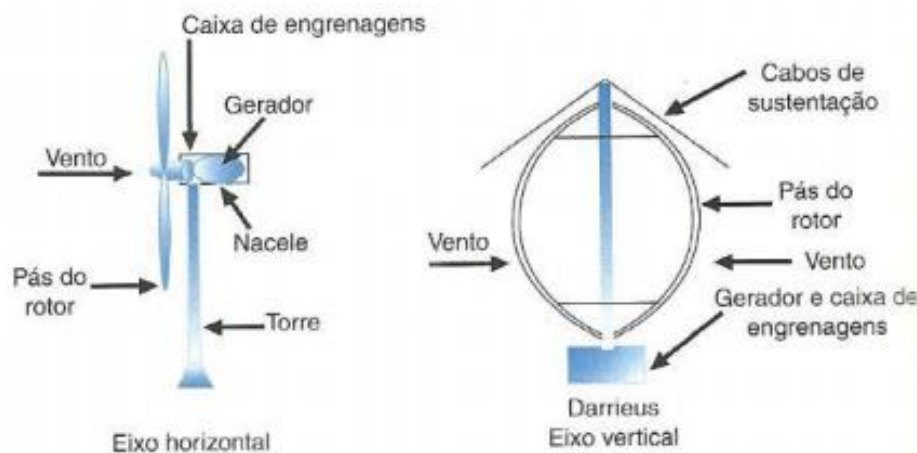
Conforme a Figura 2 a fonte eólica vem se consolidando no Brasil na última década, com um potencial instalado de cerca de 9%, o que se deve a ventos estáveis, com boa intensidade e sem alteração súbita de direção ou velocidade. O Brasil passou de 928MW de capacidade em 2010 para 15,5GW no final de 2019. Atualmente o país possui cerca de 600 parques eólicos, contendo mais de 7.532 aerogeradores em 12 estados (ABEEólica, 2019).

Os aerogeradores são uma alternativa para suprir vários níveis de demanda. Grandes parques eólicos têm potencial para atender uma parcela do sistema interligado nacional, com importante contribuição na redução da emissão de poluentes atmosféricos e reduzindo a necessidade das construções de hidrelétricas que causam alagamentos de grandes áreas. Todavia ocorrem impactos negativos, como sonoros e visuais devido a ruídos provenientes do rotor, e ao agrupamento das torres e aerogeradores respectivamente (ANEEL, 2005).

### 2.1.2 Turbinas eólicas

A turbina eólica serve para fazer a conversão da energia cinética do vento em energia mecânica, transformando-a posteriormente em energia elétrica por meio do gerador. As primeiras turbinas eólicas comerciais foram desenvolvidas na década de 1980, desde então houve uma melhora no design, eficiência e capacidade instalada. Pode-se classificar as turbinas eólicas conforme o eixo de rotação que as pás giram, vertical e na horizontal. As de eixo horizontal *Horizontal Axis Wind Turbine* (HAWT) as pás giram na posição horizontal, tal modelo é o mais utilizado em turbinas comerciais. As de eixo vertical *Vertical Axis Wind Turbine* (VAWT) as pás giram na posição vertical. Atualmente os aerogeradores conseguem operar com uma faixa de velocidade de 3 m/s até 25 m/s. A maior parte dos modelos faz melhor uso da variação da velocidade do vento com a mudança do ângulo das pás. A Figura 3 ilustra as turbinas HAWT e VAWT (Pinto, 2013).

**Figura 3 – Esboço de turbinas com eixos de rotação: a) horizontal (HAWT) e b) vertical (VAWT).**



Fonte: (Pinto, 2013)

As turbinas de eixo horizontal, normalmente possuem três pás, e o custo final do aerogerador é influenciado pelo maior número de pás. Charles Brush em 1888 desenvolveu a turbina eólica para geração de eletricidade, ela continha 144 pás e o rotor possuía 17 metros de diâmetro e a sua potência era de 12KW. Operou durante 20 anos isolada e carregava um sistema de baterias (Lopez, 2012).

Poul la Cour foi um dos primeiros a desenvolver pesquisas sobre aerodinâmica das turbinas, Cour construiu um túnel de vento e chegou à conclusão que um número menor de pás torna o aerogerador mais rápido e conseqüentemente mais eficiente. As turbinas de eixo horizontal se consolidaram na produção de eletricidade pois possuem vantagens sobre as de eixo vertical (Pinto, 2013).

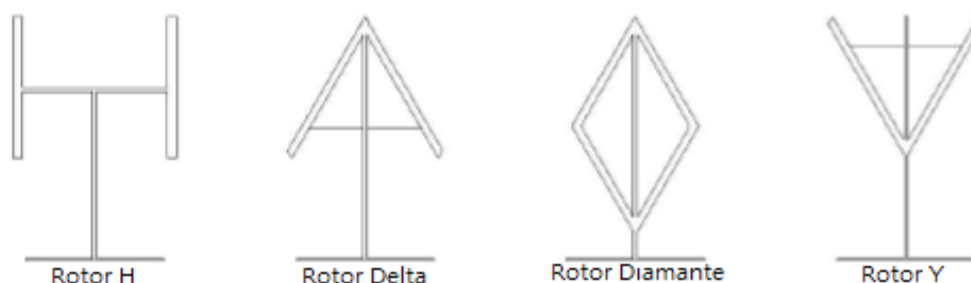
- a) Controle da velocidade do rotor e a saída de potência através do ângulo de ataque das pás. Mecanismo responsável pela proteção na ocorrência de ventos fortes.
- b) O formato aerodinâmico das pás é capaz de ampliar a eficiência da turbina.
- c) Devido à altura das torres, há um aproveitamento de ventos de maior velocidade.

Conforme a Figura 3, uma turbina de eixo horizontal é composta por torre, gerador, nacele, caixa de engrenagens, cubo e pás.

Os rotores de eixo vertical têm como principal vantagem não necessitar de controle de ajuste para se manter na direção do vento. Outro ponto positivo é que as máquinas que estão contidas na nacela podem ser instaladas no solo, porém as desvantagens como a incapacidade de partida própria e a falta de controle de potência de saída faz com que esse modelo seja pouco usado (Pinto, 2013).

Os rotores Darrieus e Savonius foram os únicos que se destacaram com eixo vertical. Observar os modelos de rotores Darrieus na Figura 4. (Pinto, 2013)

**Figura 4 – Modelos de rotores tipo Darrieus: a) rotor H, b) rotor Delta, c) rotor Diamante e d) rotor Y.**

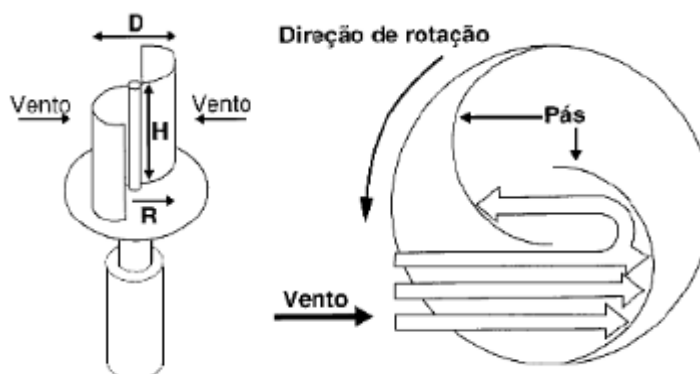


**Fonte: (Somenzi, 2016)**

O Darrieus, construído pelo engenheiro aeronáutico francês Georges Jean Marie Darrieus, pode ser construído com duas ou três pás simétricas em forma de catenária. Esse modelo tem a necessidade de um motor para auxiliar a partida, porém o custo benefício do modelo Darrieus não se iguala aos modelos de eixo horizontal que apresenta maior retorno

O rotor Savonius, criado pelo finlandês Sigurd Jonhannes Savonius em 1962 apresenta o formato de "S". A Figura 5 ilustra a turbina Savonius e como o vento movimentava as pás (Pinto, 2013).

**Figura 5- Turbina Savonius a) em perspectiva isométrica superior e b) vista superior.**



Fonte: (Pinto, 2013).

Apresenta o formato em “S”, de modo que a turbina tenha melhor aproveitamento do vento que passa entre as pás, possuindo alto torque e baixa rotação

### 2.1.3 Distribuição de Weibull

O vento possui como característica a constante variação no valor de sua velocidade, que interfere na quantidade de energia eólica. Para otimização dos projetos de aerogeradores, os fabricantes devem representar de maneira adequada o regime dos ventos com suas variações (Amêdola, 2007).

É fundamental que em análise de dados meteorológicos, seja usado métodos de distribuição de probabilidades, contudo se considera que há metodologias mais apropriadas de acordo com os dados que se pretende avaliar. Em muitos casos se utiliza distribuição normal, no entanto pode haver conclusões equivocadas porque os dados podem não estar modelados para serem usados nesse tipo de distribuição (REBOITA, 2005).

A distribuição de Weibull é o método probabilístico usado para estimar a viabilidade de empreendimentos eólicos. Consiste em um gráfico histograma que representa a distribuição da densidade probabilística da velocidade do vento. Ou seja, a probabilidade de as correntes de ar incidirem com determinada velocidade entre um tempo estimado na distribuição (Pereira, 2018).

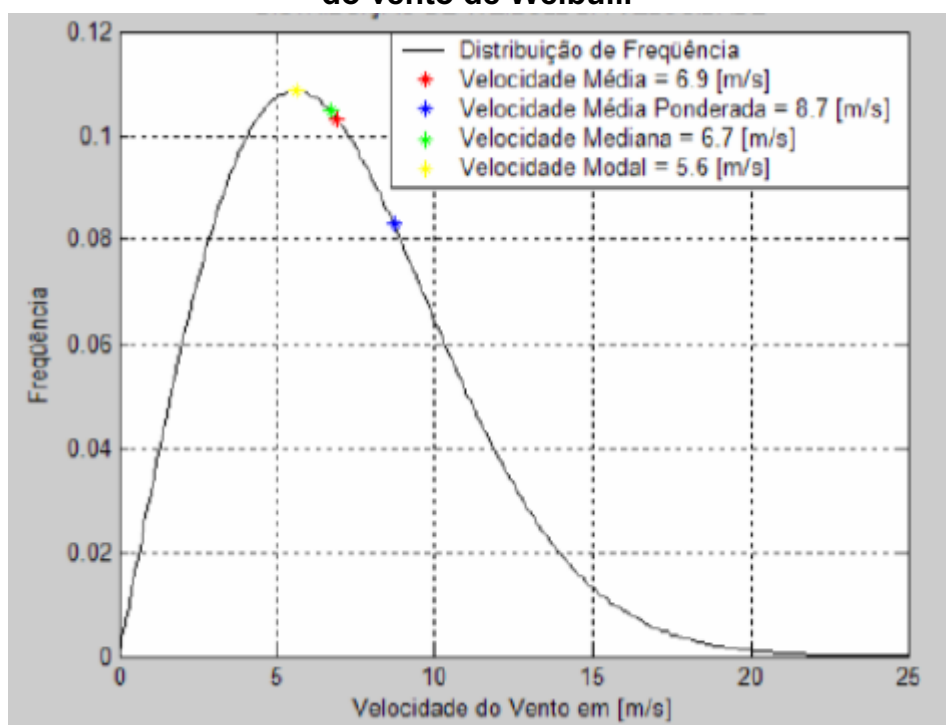
A distribuição representa o fluxo variável de velocidade do vento, e tem como finalidade descrever uma previsão em longo prazo do potencial de produção de energia elétrica durante o tempo de atividade do aerogerador. Quanto maior o histórico dos dados do vento, maior é a confiabilidade do gráfico (Prado O. P., 2009).

A equação 1 descreve a distribuição de probabilidade  $F(V)$  do vento soprar em determinada velocidade  $V$ :

$$F(V) = \frac{k}{v} * \frac{V^{k-1}}{c} * \exp\left(-\frac{V^k}{c}\right) \quad (1)$$

Para ilustrar melhor a distribuição de Weibull, considerando  $C=7,89$  e  $K=2$ , de acordo com cálculos, a Figura 6 mostra a curva descrita.

**Figura 6 – Exemplo de distribuição da densidade probabilística da velocidade do vento de Weibull.**



Fonte: (Amêdola, 2007).

Na Figura 6, mostra o ponto vermelho como o valor da velocidade média de 6,9 m/s. A mediana de 6,7 m/s representada em verde significa que na metade do

tempo o vento sopra acima desse valor e na outra metade abaixo. Já o asterisco em amarelo é o valor modal de 5,6 m/s que indica que o vento sopra nesta velocidade na maior parte do tempo (Amêdola, 2007).

Na Equação (1)  $F(V)$  é a probabilidade de ocorrência da velocidade do vento,  $V$  a velocidade do vento em m/s.  $c$  é o fator de escala de Weibull em m/s (o valor de  $c$  é próximo do valor da velocidade média). E  $k$  é o fator de forma de weibull adimensional.

Sendo  $c$  descrito pela Equação 2:

$$c = \frac{2}{\sqrt{\pi}} * \bar{V} \cong 1,128 * \bar{V} \quad (2)$$

Nos quais  $c$  é o fator de escala em m/s,  $\pi$  é 3,1415; e  $\bar{V}$  é a velocidade média em m/s.

O parâmetro  $K$  é descrito na Equação 3:

$$K = \left( \frac{\sigma}{V_m} \right)^{-1,086} \quad (3)$$

Já a equação 3, é composta pelo  $k$  fator de forma adimensional,  $V_m$  a velocidade máxima em m/s e  $\sigma$  o desvio padrão que é descrito pela equação 4.

$$\sigma = \sqrt{\frac{1}{N-1} \sum_{n=1}^N (V_i - \bar{V})^2} \quad (4)$$

Em que  $V$  é a velocidade média em m/s,  $N$  o número de dados, e  $V_i$  é um dado individual da velocidade em m/s.

Segundo Silva (1999), a função característica de Weibull, que representa a densidade de probabilidade de os eventos acontecer, são muito flexíveis às alterações na velocidade do vento e, proporciona a elaboração de histogramas de distribuição de velocidade com simples associação ao regime dos ventos.

Encontrado alguns bancos de dados nos atlas eólicos, e institutos de meteorologia, que apresentam a velocidade do vento a uma certa altura, e é necessária uma análise dos ventos em uma altura distinta da medida. Isso é importante para que se tenha dados mais precisos na altura determinada (MANWELL, MCGOWAN, & ROGERS, 2002).

O comportamento da velocidade do vento pode ser alterado conforme constituição da superfície do terreno. Essa particularidade é chamada de rugosidade superficial e expoente de potência da camada limite ( $\alpha$ ), e se deve considerar ao aplicar métodos de correção (CUSTÓDIO, 2009). Para estudo do perfil de velocidade do local, a Tabela 1 apresenta os valores de rugosidade:

**Tabela 1 – Valores aproximados para comprimento de rugosidade e para o expoente de potência em alguns terrenos típicos.**

TERRENO	$Z_0$	$\alpha$
<b>Subúrbios</b>	1,500	0,32
<b>Plantações</b>	0,050	0,19
<b>Campos</b>	0,030	0,13
<b>Áreas com neve</b>	0,003	0,10

Fonte: (Rohatgi e Nelson, 2004)

Através do método desenvolvido por Hellmann, podemos fazer a correção para a altura desejada, levando em consideração a rugosidade do terreno. Como os dados do vento serão corrigidos, a distribuição de Weibull também será modificada por conta da altura requerida. A Equação 5 descreve a fórmula criada por Hellmann:

$$V_2 = V_1 \left( \frac{h_2}{h_1} \right)^\alpha \quad (5)$$

Sendo  $V_2$  a velocidade na nova altura,  $V_1$  a velocidade na altura de medição na estação,  $h_2$  a altura desejada,  $h_1$  a altura da estação e  $\alpha$  expoente de potência da camada limite que varia de acordo com a rugosidade do local (Schumann, 2014).

Outra forma de determinar a nova velocidade é utilizando o perfil logarítmico conforme a equação 6:

$$\frac{V_1}{V_2} = \frac{\ln\left(\frac{h_1}{z_0}\right)}{\ln\left(\frac{h_2}{z_0}\right)} \quad (6)$$

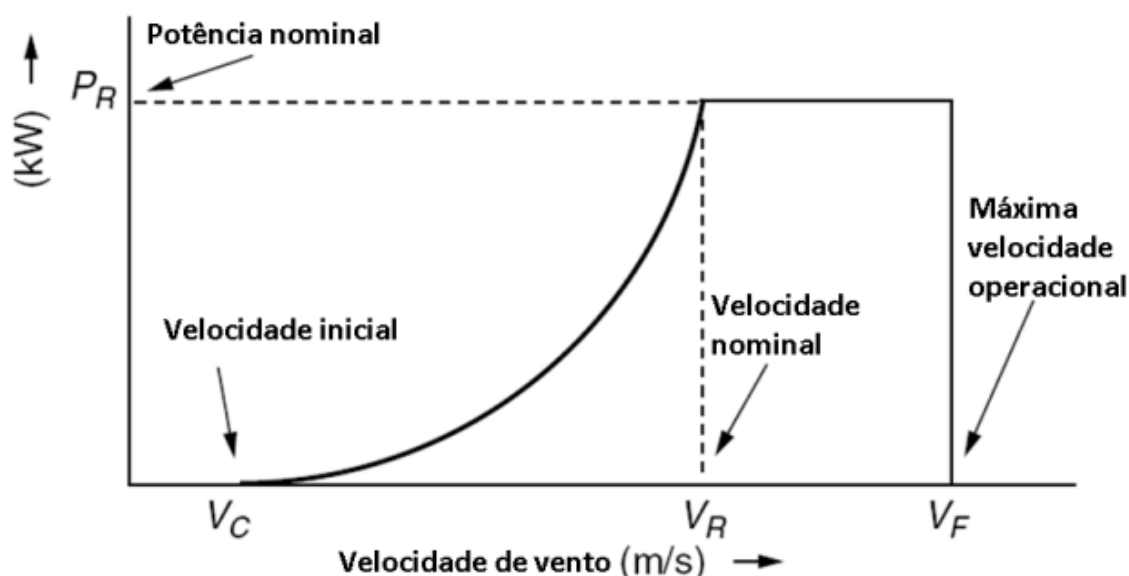
Conforme a equação 6,  $h_1$  é a altura da medição em metros, a  $h_2$  é a altura desejada em metros,  $V_1$  a velocidade do vento na altura da estação, e  $V_2$  é a velocidade requerida e  $Z_0$  o comprimento de rugosidade no local conforme tabela 1.

#### 2.1.4 Curva de Potência de um aerogerador

O objetivo da curva de potência de uma turbina eólica é mostrar a potência elétrica gerada em Watts, em função da velocidade do vento em que é submetido a turbina. Portanto, apenas com os dados de velocidade dos ventos na localidade determinada, e manipulados estatisticamente, é provável prever a performance do aerogerador (Gnoatto, 2017).

A curva de potência do aerogerador se pode adquirir no catálogo do fabricante da turbina, conforme Figura 7.

**Figura 7 –Características de uma curva de potência de um aerogerador**



Fonte: (Silva S. R., 2013)



Porém é possível estimar a curva de potência caso o fabricante não disponibilize a mesma. Com os dados de velocidade mínima de arranque, a velocidade de corte do aerogerador, e a velocidade nominal em que a turbina gera sua potência nominal se pode determinar a curva. Para ventos acima da velocidade de corte, o sistema de proteção da turbina atua fazendo com que a rotação das pás reduza e o sistema elétrico do gerador é desligado, com o intuito de preservar a máquina do esforço (KHALIGH & ONAR, 2010).

A produção de eletricidade de uma turbina eólica compõe-se do valor absoluto de potência elétrica gerada em um período de tempo ao ser submetido a um regime de vento, podendo ser um mês ou um ano. A potência média gerada pelo aerogerador pode ser calculada conforme Equação 7 (Gnoatto, 2017):

$$\sum_{V_{\min}}^{V_{\max}} P(v) * F(v) \quad (7)$$

Sendo  $P(v)$  a curva de potência do aerogerador,  $F(v)$  a distribuição de Weibull dos dados do vento.  $V_{\max}$  e  $V_{\min}$  são os valores limites de velocidade do vento que serão analisadas. O somatório dessa multiplicação é a potência média (Gnoatto, 2017).

## 2.2 Geração distribuída

Geração distribuída é caracterizada como a geração de energia elétrica próxima ao consumidor final, independentemente da fonte ou potência. Ela tem como objetivo o atendimento prioritário, como o consumidor está perto do local de conversão energética, são eliminadas as perdas de distribuição, além de melhorar a estabilidade (INEE, 2020). Alguns meios de geração distribuída são: geradores eólicos, painéis fotovoltaicos, cogeneradores, geradores de biomassa, geradores de emergência e geradores de operação no horário de ponta.

Com a capacidade do consumidor de gerar sua própria energia, tem-se propagado as tecnologias de micro e minigeração distribuída. Foi regulamentado em 2012 pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) conforme normativa nº482 esse tipo de modalidade.

Microgeração distribuída: central geradora de energia elétrica, com potência instalada menor ou igual a 75kW e que utilize cogeração qualificada, conforme regulamentação da ANEEL, ou fontes renováveis de energia elétrica, conectada na rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras (ANEEL, 2012)

Já a minigeração distribuída é considerada como:

Central geradora de energia elétrica, com potência instalada superior a 75 kW e menor ou igual a 5 MW e que utilize cogeração qualificada, conforme regulação da ANEEL, ou fontes renováveis de energia elétrica, conectada na rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras (ANEEL, 2012).

Para fontes hídricas são caracterizadas minigerações centrais geradoras com até 3 MW de potência instalada.

Além disso a normativa nº 517 prevê o sistema de compensação de energia elétrica, onde a energia ativa gerada na unidade consumidora através de mini ou microgeração, o excedente seja enviado a rede da concessionária, por meio de um empréstimo gratuito que resulta em créditos a essa unidade consumidora e posteriormente esse crédito pode ser utilizado para abater a fatura de energia elétrica dos meses subsequentes (ANEEL, 2012). As vantagens desse tipo de geração são (RIBEIRO, 2012):

- a) Diminuir a demanda de energia de grandes centros de geração;
- b) Agilizar e facilitar a instalação;
- c) O fator de potência na rede aumenta devido ao maior fator de potência existente nos pequenos geradores;
- d) Perspectiva de geração de energia a um valor abaixo do cobrado pela concessionária.

Mas a geração distribuída também traz impactos negativos para a rede, podendo afetar a confiabilidade e a qualidade energética. Algumas outras desvantagens são:

- a) Adequar o sistema de proteção, em sistemas projetados para serem unilaterais.
- b) Inserção de harmônicas devido aos inversores presentes no sistema;
- c) Possibilidade de sobretensão na rede;

### 2.3 Sistema tarifário

No Brasil, a ANEEL tem a função de regular e fiscalizar a produção, transmissão, distribuição e comercialização da energia elétrica. A agência definiu dois grupos tarifários: grupo A e B. A definição do grupo é de acordo com o nível de tensão em que são atendidos. O grupo B são os consumidores atendidos com tensão abaixo de 2,3 KV com tarifação monômnia (tarifa aplicada ao consumo de energia elétrica ativa em kWh). O grupo A são atendidos com tensão acima de 2,3kV, com tarifação binômnia (tarifa que contém o valor de consumo de energia ativa em kWh e a demanda faturável em kW) (Procel, 2011). O grupo B são consumidores de baixa tensão, atendidos em 127 ou 220 volts. O grupo A e B é dividido em subgrupos, conforme descrito abaixo na Tabela 2 (PROCEL, 2011).

Quadro 1 – Unidades consumidoras grupo A e grupo B.

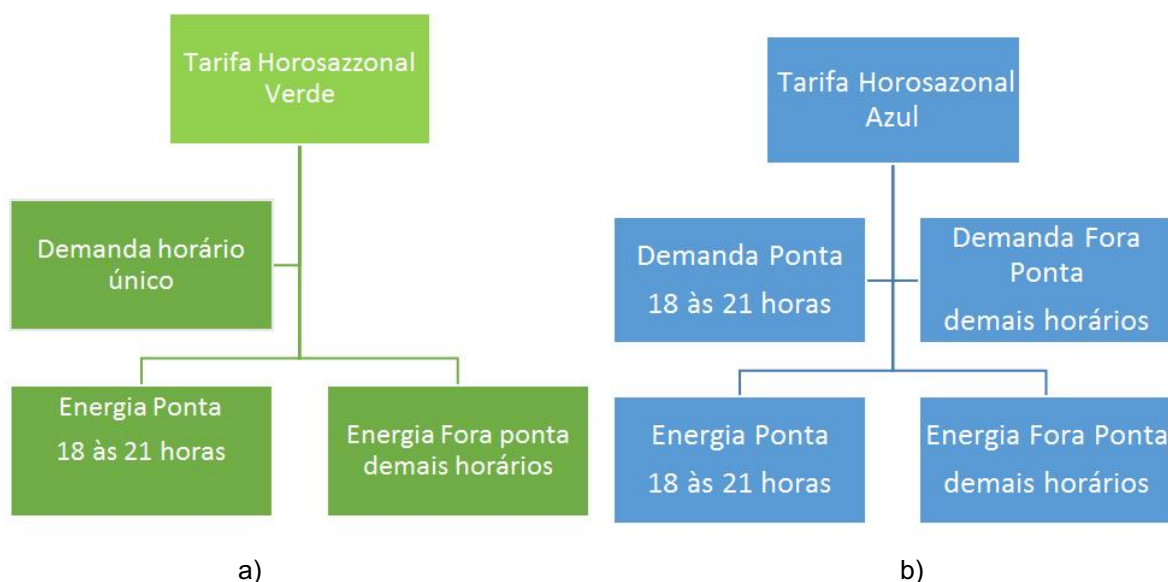
Subgrupo A		Subgrupo B	
A1	$U \geq 230\text{kV}$	B1	Residencial e residencial de baixa renda
A2	$88 \geq U \geq 138\text{ kV}$	B2	Rural e cooperativa de eletrificação rural
A3	$U = 69\text{ kV}$	B3	Demais classes
A3a	$30 \geq U \geq 44\text{ kV}$	B4	Iluminação pública
A4	$2,3 \geq U \geq 25\text{ kV}$		
A5	Subterrânea		

(Fonte: adaptado da Aneel,2020).

A fatura de energia contém impostos embutidos no valor final. Os consumidores pagam tributos municipais, estaduais e federais. A ANEEL divulga o valor da tarifa sem os encargos, as concessionárias de energia têm a função de calcular e incluir no valor final da fatura de energia. Os tributos empregados sobre a energia elétrica são Imposto de Circulação de Mercadorias e Serviços (ICMS), Programa de Integração Social (PIS), Contribuição para o Financiamento de Seguridade Social (COFINS) e Contribuição para Custeio do Serviço de Iluminação Pública (CIP) (Procel, 2011).

A tarifação do grupo A é dividido em horo-sazonal verde e azul. As duas tarifas podem ser facilmente visualizadas através do fluxograma da Figura 8.

**Figura 8 – Fluxograma da tarifa horo-sazonal: a) verde e b) azul.**



**Fonte: (Certeja , 2019)**

A tarifa horo-sazonal verde é utilizada para os subgrupos A3a, A4 e AS, essa categoria requer um contrato com a concessionária, em que é estabelecido a demanda desejada pelo consumidor (Demanda Contratada), independente do horário de ponta ou fora de ponta. A fatura de energia elétrica do consumidor que está enquadrado na horo-sazonal verde é composta pela soma do consumo (na ponta e fora de ponta), demanda contratada e ultrapassagem da demanda caso ocorra (Procel, 2011).

A estrutura tarifária horo-sazonal azul é obrigatória para os subgrupos A1, A2 e A3 e opcional para os consumidores do subgrupo A3a, A4 e AS. Essa classe

tarifária requer um contrato com a concessionária para contratação da demanda no horário de ponta e a demanda requerida no horário fora de ponta. A fatura é formada pela soma do consumo em horário de ponta, fora de ponta, demanda na ponta, fora de ponta e ultrapassagem da demanda contratada (Procel, 2011).

A Companhia Paranaense de Energia Elétrica (COPEL) determina o horário de ponta das 18h às 21h de 2ª a 6ª feira com exceções os feriados definidos por lei federal. Esse período de três horas o consumo de energia elétrica tende a ser maior. O horário fora de ponta é o período de tempo que não inclui as três horas definidas como horário de ponta. E existe o horário intermediário que consiste em uma hora imediatamente anterior e outra posterior ao horário de ponta (COPEL, 2020).

Quando a unidade consumidora possui um sistema de micro ou minigeração distribuída, a tarifa de energia será diferente. As unidades que estão no grupo B, ou seja, de baixa tensão, mesmo que a energia injetada na rede da concessionária local seja maior que o consumo da unidade, a tarifa terá um custo mínimo devido a disponibilidade da rede. O valor em reais corresponde equivalente a 30 kWh (monofásico), 50 kWh (bifásico) ou 100 kWh (trifásico) (ANEEL, 2018).

Os consumidores que se enquadram no grupo A de tarifa de energia, podem ter uma parte da fatura zerada caso a produção de energia seja maior ou igual ao consumo, porém a parte da fatura de energia correspondente a demanda contratada pela unidade consumidora é cobrada normalmente (ANEEL, 2018).

## **2.4 Análise financeira**

Investimentos em energia eólica somente serão realizados com possibilidade de retorno do capital. Por isso, uma análise econômica é indispensável para a relação investimento versus lucro. Um consumidor que pretende fazer a instalação de minigeração distribuída precisa levar em consideração implicações ao longo prazo de fatores econômicos como taxa de juros e a inflação. Para fazer essa análise se deve usar ferramentas da engenharia econômica como tempo de *Payback*, TIR, VPL.

### 2.4.1 *Payback*

O tempo de *Payback* é o período em que o valor do investimento é recuperado. Se considera o valor presente líquido do fluxo de caixa, e no instante que as entradas se igualam com as saídas se tem o *payback* do investimento (DONALD G NEWNAN, 2014).

Existem dois tipos de *payback*, o simples e o descontado. No método simples se trata em encontrar o número de períodos em que o capital retorna, se subtrai do investimento inicial de “n” períodos, até a quitação do capital investido. Um projeto for aprovado usando o *payback* simples (PBs) se o mesmo for igual ou menor que o prazo máximo de recuperação do capital investido. Uma das desvantagens do *payback* simples é não considerar o dinheiro no tempo. O *Payback* descontado (PBd) é similar ao simples com a diferença de aplicar a taxa mínima de atratividade para reduzir o fluxo de caixa causado pelo projeto, ou seja, ele considera o custo do dinheiro no tempo. As fórmulas estão descritas nas Equações (8) de *payback* simples e (9) de *payback* descontado a seguir (Eick, 2010).

$$PB_s = \frac{\text{Investimento inicial}}{\text{Ganhos ou fluxos no periodo analisado}} \quad (8)$$

$$PB_d = \frac{F_c}{(1 + t)^n} \quad (9)$$

Conforme as Equação (9),  $t$  é a taxa de juros e  $n$  é o período analisado e  $F_c$  é o fluxo de caixa relacionados as receitas menos despesas de cada período.

### 2.4.2 Valor Presente Líquido

A fórmula do VPL, apresentado na Equação (10) se trata de um indicador econômico que se caracteriza por levar em consideração o valor do dinheiro no tempo. O VPL em um fluxo de caixa equivale calcular o valor presente de uma sequência de entradas ou saídas, descontado a uma taxa, e abater do valor do fluxo de caixa inicial, ou seja, do investimento inicial (GUERRA, 2006). O resultado do VPL é levado em consideração para decisões de investimentos. Se o VPL for superior a zero, isso indica que os fluxos de caixas futuros deslocados e adicionados ao valor presente superam os investimentos iniciais do projeto. Caso o VPL seja negativo, isso significa que o investimento não é atrativo. (BRUNI & RUBENS, 2003)

$$VPL = \sum \frac{Fc}{(1+i)^n} \quad (10)$$

Onde:

$Fc$  é o fluxo de caixa;

$i$  é o fator de desconto que resulta da inflação e taxa de juros;

$n$  é o tempo total analisado verificado;

$i$  é a relação entre juros e a inflação que provém da Equação (11) a seguir:

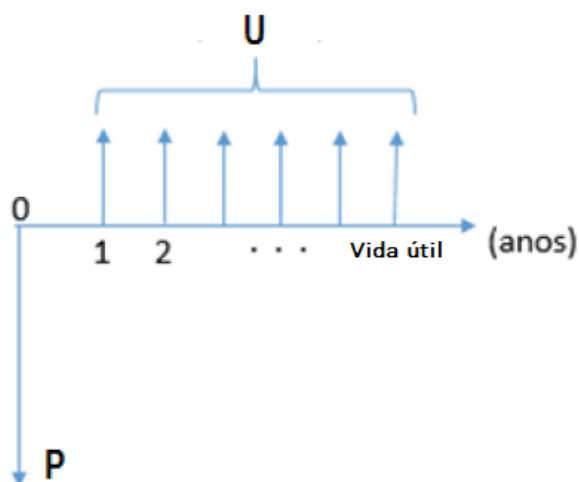
$$i = \frac{1+j}{(1+t)} - 1 \quad (11)$$

Sendo  $j$  a taxa de juros e  $t$  a taxa de inflação.

O VPL é um método mais elaborado que outras análises de investimentos, é considerado melhor que o *Payback*. Isso porque o VPL corresponde a lucratividade futura do investimento, levando em consideração o tempo e o tamanho do projeto (EICK, 2010).

Para se calcular o VPL, no projeto de implementação do aerogerador será considerado o fluxo de caixa, conforme Figura 09.

**Figura 09 – Representação do fluxo de caixa de projeto de instalação de um aerogerador**



Fonte: (Gnoatto, 2017)

O custo inicial do projeto seria  $P$  no período de tempo 0, o investimento inicial estará incluso a compra e instalação do aerogerador. A letra  $U$  é sequência de receitas, que será a economia anual de energia elétrica (Gnoatto, 2017). O período de análise corresponderá a vida útil do equipamento, esse dado é especificado pelo fabricante de acordo com o aerogerador escolhido.

#### 2.4.3 Taxa Interna de Retorno

A TIR não tem como finalidade analisar a rentabilidade de um investimento, esse indicador econômico usa o fluxo de caixa e calcula uma taxa percentual de juros sendo que o fluxo de caixa manifesta um VPL igual a zero. Para encontrar a TIR algebricamente se deve isolar o  $i$  na equação do VPL, considerando VPL sendo zero (Newnan & Lavelle, 2014).

Em comparação ao VPL, o método TIR não aponta avaliação da rentabilidade absoluta, o foco é obter uma taxa intrínseca de rendimento (Stefanello, 2019). A Equação (12) apresenta:



$$\sum_{j=0}^n \left[ FC_j X \left( \frac{1}{(1+i)^j} \right) \right] = 0 \quad (12)$$

Sendo  $i$  a taxa interna de retorno,  $FC_j$  o fluxo de caixa genérico para o período de  $j = [0;n]$ .

Para ser utilizado na tomada de decisão, a TIR de um investimento deve ser superior ao custo do capital inicial, ou seja, o projeto acrescentou valor ao capital investido, nesse contexto se deve aceitar. Entretanto se a TIR for menor que o custo do capital inicial, o projeto deve ser descartado (STALLA, 2000).

De acordo com Tracy (2004), se deve preferir investimentos com TIR alta, se todos os outros fatores sejam constantes. Por essa razão, uma empresa não deve investir ou realizar um projeto que o VPL seja negativo.

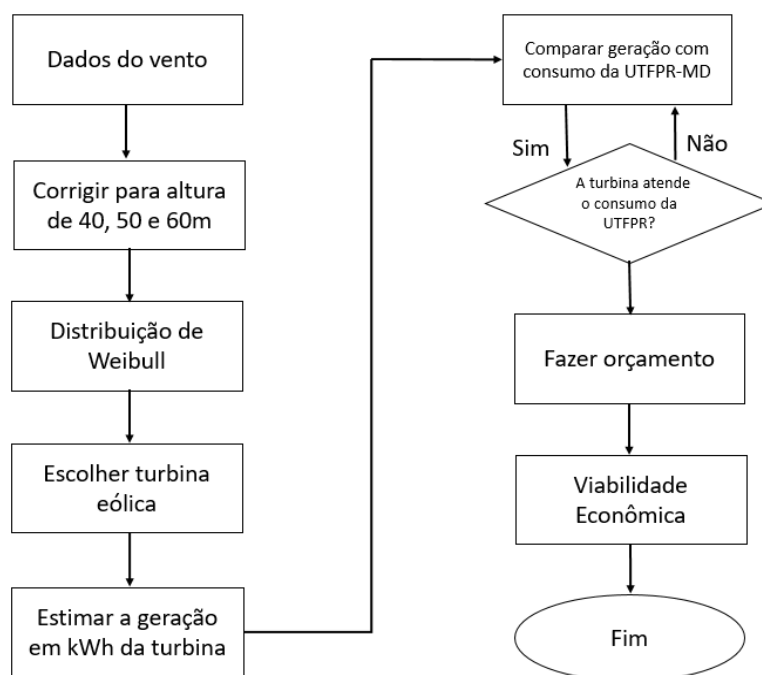
### 3 METODOLOGIA

Esta pesquisa é baseada a metodologia de Vergara (1998), apresenta um estudo descritivo das características do potencial eólica em Medianeira. A análise estatística utilizou dados quantitativos como velocidade média do vento, direção, altura, entre outros. O tratamento das informações foi feito por meio de técnicas estatísticas, como desvio padrão, distribuição de Weibull, etc. Os dados do clima foram de fonte secundária (IAPAR), coletados de forma indireta. Os dados de demanda e consumo de energia da UTFPR foram fornecidos pela própria instituição através das dozes faturas de energia elétrica do ano de 2019.

A natureza da pesquisa é aplicada pois visa produzir conhecimento para aplicação prática direcionado a resolução de um problema específico. Sendo caracterizado como estudo de caso, pois envolve o universo da UTFPR.

A pesquisa consiste na análise de dados de velocidade dos ventos, desprezando as outras variáveis, sendo por meio de aerogeradores produzir energia elétrica na modalidade de geração distribuída para que a UTFPR tenha uma economia financeira através da energia eólica.

Figura 10 – Fluxograma da metodologia.



Fonte: (autoria própria)

### 3.1 Objeto em estudo

O campus Medianeira da UTFPR está localizado no município de Medianeira, região oeste do estado do Paraná. A universidade fica localizada na latitude - 25°.30'08,68" e longitude - 54°.11'49,18", a uma altitude de 425 metros. O campus funciona das 7:30h da manhã as 23h da noite, de segunda-feira a sexta-feira e aos sábados com aulas no período das 7:30h as 17:30h, no campus de Medianeira são ofertados nove cursos de graduação, sendo que cinco cursos são em período integral e quatro em período noturno.

Foi analisada a fatura de energia elétrica da universidade dos 12 meses de 2019, um ano que não houve greves ou paralisações na instituição. A universidade pertence ao grupo tarifário A, subgrupo A4 com tensão de fornecimento de 13,2 kV. Tarifa horozassonal verde e demanda contratada de 450 kW. No ano de 2019 o campus da UTFPR-MD teve uma média mensal de consumo no horário de ponta de 8.932 kWh e 63.879 kWh no horário fora de ponta, somando 72.811 kWh média mensal. O consumo total anual na ponta foi de 107.185 kWh e fora de ponta esse consumo foi de 766.547 kWh totalizando um consumo de energia elétrica no ano de 2019 de 873.732 kWh.

A demanda contratada pela instituição no ano de 2019 é de 450 kW, o limite de tolerância da demanda é 472,5 kW, ou seja, esse é o valor máximo para o não pagamento de multa por ultrapassagem da demanda pela instituição. Como a UTFPR se encaixa na tarifação horozassonal verde, a instituição só tem uma demanda contratada. Com o projeto de aerogerador essa demanda não foi alterada. De acordo com a normativa 482/2012 o consumidor do grupo A, a potência do sistema de geração distribuída deve ser limitado pelo valor da demanda contratada (ANEEL, 2012).

### 3.2 Dimensionamento da planta de geração eólica do câmpus

O sistema eólico será projetado para atender todo consumo anual sendo considerada sua sazonalidade produtiva. O consumo de energia elétrica da UTFPR será dividido por estação do ano.

No Brasil as estações do ano influenciam na velocidade e direção dos ventos (Santos, 2015). Ou seja, o aerogerador projetado deve atender ao consumo em todas as estações do ano.

### 3.3 Condições climáticas de Medianeira

Foram obtidos dados de velocidade do vento (m/s), o período dos dados é de janeiro de 2017 até 12 de novembro de 2020, equivalente a 3 anos e 10 meses de dados do município de Medianeira. Esses dados foram fornecidos pelo Instituto Agrônomo do Paraná (IAPAR).

#### 3.3.1 Tratamento dos dados de vento

Os dados históricos da velocidade do vento fornecidos pelo IAPAR, são apresentados para a altura de 10 metros (em relação ao solo). Foi aplicada a Lei de Hellmann (Equação 5) para corrigir a altura e estimar o vento nas alturas de 40, 50 e 60 m. Será usado o coeficiente de rugosidade como  $\alpha$  igual a 0,32 conforme apresentado na Tabela 1, corresponde ao terreno como subúrbio pois a universidade se encontra num local com casas e alguns prédios no entorno.

Utilizando a distribuição de Weibull serão determinados: a velocidade média dos ventos ( $\bar{V}$ ), os valores de máximos e mínimos de velocidade ( $V_{max}$  e  $V_{min}$ ), o desvio padrão ( $\sigma$ ) e o coeficiente de variação anual (CV), que é o desvio padrão dividido pela velocidade média, nas alturas de 40, 50 e 60 m do solo.

A velocidade média dos ventos nas alturas requeridas, será representada de forma gráfica. Para visualizar a faixa de velocidade na qual o vento ocorre com maior frequência será apresentado um histograma de frequência dos ventos.

### 3.3.2 Viabilidade técnica da geração eólica

A curva de potência do aerogerador foi obtida através dos dados do fabricante da turbina eólica foi feita a construção da curva de potência através do software Excel utilizando dados das especificações técnicas, como a velocidade mínima de geração, a velocidade máxima de geração e a velocidade que a turbina trabalha em potência nominal.

As probabilidades de vento, o consumo energético do ano de 2019 da UTFPR-MD e as curvas de potência dos aerogeradores foram utilizados para análise de viabilidade técnica de atendimento do consumo anual do campus.

Os resultados dessa etapa apresentam o modelo e a potência do aerogerador, bem como a altura mais apropriada.

### 3.3.3 Investimento de geração eólica

Foi feito um orçamento com a empresa que fornece a turbina escolhida para o estudo. O cálculo de viabilidade econômica foi aplicado no valor médio composto pelo orçamento. A estimativa de gastos considerou o custo de instalação, que foi de 35% sobre o valor da turbina, também foi estimado um custo anual de operação e de manutenção da usina que foi de 1% do custo total de instalação. A vida útil do projeto será de 20 anos de acordo com a norma IEC 61400-1, que recomenda o mínimo de vida útil de um projeto de aerogerador.

Foi determinada a viabilidade econômica do projeto a partir da análise do valor presente líquido, onde se considera a taxa interna de retorno, a economia do projeto e valor investido (Mamede, 2012).

O cálculo do VPL seguirá a Equação (10), onde a taxa de juros considerada foi 12,35% a.a. de acordo com a linha de financiamento utilizada para esse tipo de projeto (BNDES, 2019). O critério de decisão para o VPL será o valor zero, se  $VPL > 0$  o projeto será considerado viável, se  $VPL < 0$  a indicação será o projeto ser descartado.

O PBd descontado será calculado através da Equação (9) e será considerada a mesma taxa de juros (de 12,35% a.a.). O período de análise será o tempo necessário para recuperar o investimento inicial do projeto. O critério de decisão será o PBd menor que o tempo de vida útil do equipamento.

A TIR será calculada através da Equação (12), analisada sob o critério de o projeto ser rentável para TIR maior que a taxa de juros escolhida (de 12,35% a.a.).

O resultado dessa etapa será apresentado em tabelas e gráficos.

## 4 RESULTADOS E DISCUSSÃO

### 4.1 Condições climáticas do município de Medianeira, PR sob aspectos favoráveis à instalação de turbinas eólicas

Os dados meteorológicos do município de Medianeira-PR foram cedidos pelo Instituto de Desenvolvimento Rural do Paraná (IAPAR). O período de análise dos dados corresponde a janeiro de 2017 até 12 de novembro de 2020, equivalente a 3 anos e 10 meses de análise. Os dados foram coletados a uma altura de 10 metros do solo com uma velocidade média de 4,07 m/s, com medições há cada 15 minutos totalizando 131.833 variáveis que foram separadas por estação do ano.

Os dados recebidos do IAPAR foram separados por estação do ano, dezembro, janeiro e fevereiro corresponde o verão, março, abril e maio é o outono. O inverno é junho, julho e agosto e por último os meses de setembro, outubro e novembro condiz com a estação da primavera. Como os dados foram coletados na altura de 10 metros do solo, foi aplicada a lei de Hellmann usando o coeficiente de rugosidade  $\alpha$  de 0,32 para corrigir a altura e estimar a velocidade dos ventos em 40, 50 e 60 metros. Nas três alturas e nas quatro estações foram encontradas as velocidades média, máxima e mínima dos ventos e o desvio padrão. Conforme apresentado na Tabela 2.

Tabela 2 – Velocidades média, máxima e mínima dos ventos medidos na altura de 10 m e estimados nas alturas de 40; 50 e 60 m

		10 metros	40 metros	50 metros	60 metros
<b>INVERNO</b>	<b>Velocidade média (m/s)</b>	4,57	7,12	7,65	8,11
	<b>Velocidade máxima (m/s)</b>	17,90	27,89	29,95	31,75
	<b>Velocidade mínima (m/s)</b>	0,00	0,00	0,00	0,00
	<b>Desvio padrão (m/s)</b>	2,53	3,94	4,23	4,49
<b>OUTONO</b>	<b>Velocidade média (m/s)</b>	3,52	5,48	5,88	6,24
	<b>Velocidade máxima (m/s)</b>	15,95	24,85	26,69	28,29
	<b>Velocidade mínima (m/s)</b>	0	0	0	0

	<b>Desvio padrão (m/s)</b>	2,07	3,22	3,46	3,67
<b>PRIMAVERA</b>	<b>Velocidade média (m/s)</b>	4,35	6,78	7,28	7,72
	<b>Velocidade máxima (m/s)</b>	20	31,16	33,47	35,48
	<b>Velocidade mínima (m/s)</b>	0	0	0	0
	<b>Desvio padrão (m/s)</b>	2,38	3,71	3,98	4,22
<b>VERÃO</b>	<b>Velocidade média (m/s)</b>	3,85	5,99	6,44	6,83
	<b>Velocidade máxima (m/s)</b>	18,65	29,06	31,21	33,08
	<b>Velocidade mínima (m/s)</b>	0	0	0	0
	<b>Desvio padrão (m/s)</b>	1,99	3,10	3,33	3,54

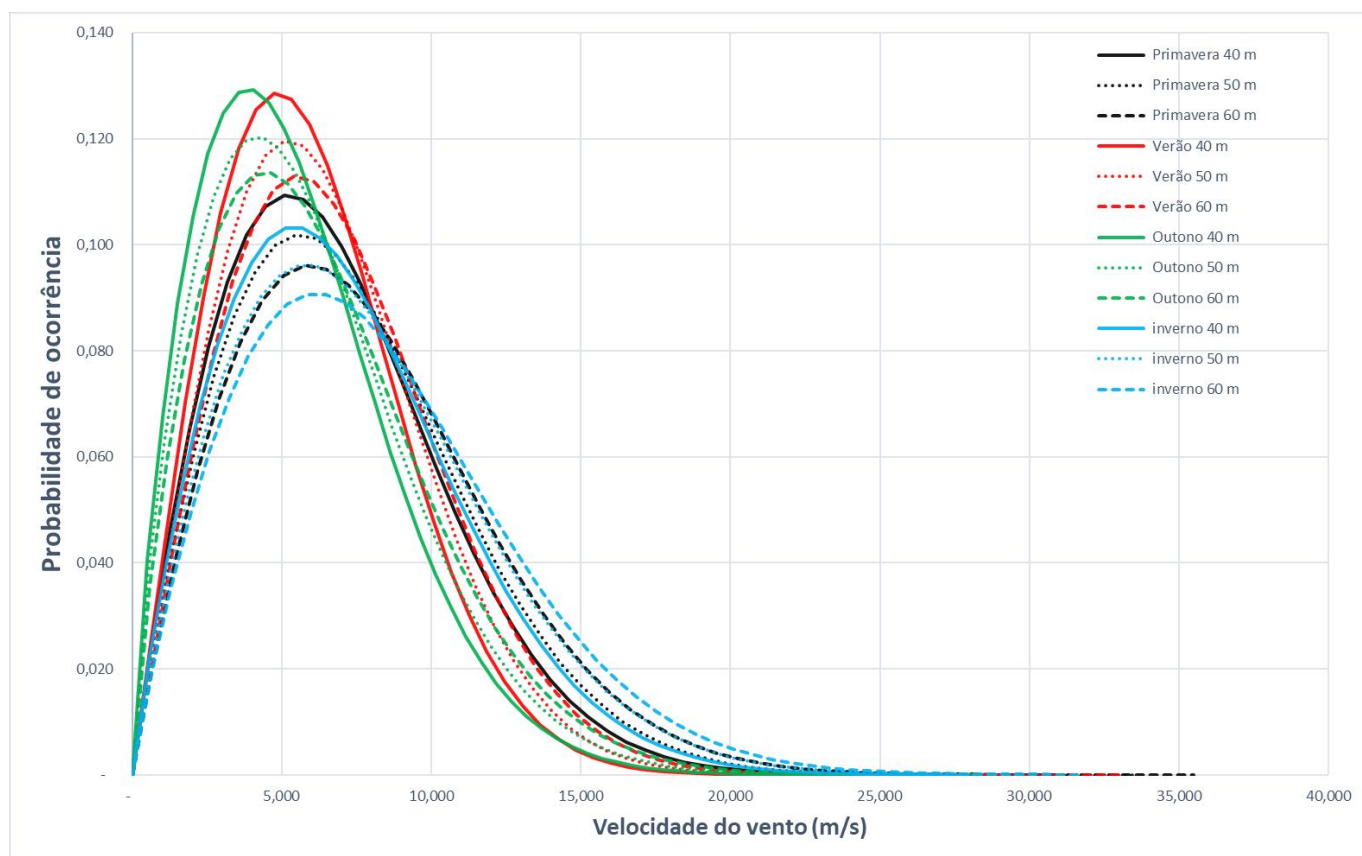
Fonte: (Autoria própria).

Conforme a tabela podemos verificar que a estação com a maior velocidade de ventos é o inverno, sua média é de 4,57 m/s na altura de 10 metros do solo, e quando ocorre a correção de altura essa velocidade média aumenta consideravelmente. Apesar do inverno ter a maior velocidade média, é na primavera que foi registrado a maior velocidade máxima das quatro estações.

A etapa seguinte consistiu na distribuição de probabilidade de vento de Weibull para as três alturas estudadas. As probabilidades são apresentadas na Figura 11.



Figura 11 – Distribuição de probabilidade de Weibull para alturas de 40; 50 e 60m



Fonte: (Autoria própria)

No inverno, para a altura de 40 metros o  $C$  é de 8,0302, a constante  $K$  é de 1,90 e a velocidade para essa altura é 7,1189 m/s. A altura de 50 metros tem uma velocidade média de 7,6459 m/s, a constante  $K$  é 1,90 e  $C$  é 8,6246. Já na altura de 60 metros a constante  $k$  é 1,90,  $C$  é 9,1427 e a velocidade média 8,1052 m/s.

Na estação do outono, para a altura de 40 metros a velocidade média é 5,4788 m/s, com constante  $K$  igual 1,7789 e  $C$  é 6,1801. Na altura de 50 metros  $C$  é 6,6375, a constante  $K$  é 1,7789 e a velocidade média aumenta para 5,8843 m/s. Já na última altura analisada a velocidade média é a maior das três alturas, sendo 6,2378 m/s, a constante  $K$  1,7789 e  $C$  igual 7,0363.

Para a Primavera, a altura de 60 metros tem a maior velocidade média dos ventos que é de 7,7158 m/s, com uma constante  $K$  de 1,9238 e  $C$  igual 8,7035. Na altura de 50 metros a velocidade média fica 7,2785,  $K$  é igual 1,9238 e  $C$  corresponde a 8,2102. Já em 40 metros  $C$  é 7,6443, a constante  $K$  é 1,9238 e a

velocidade média 6,7769 m/s. A Figura 16 mostra o comportamento dos ventos no verão.

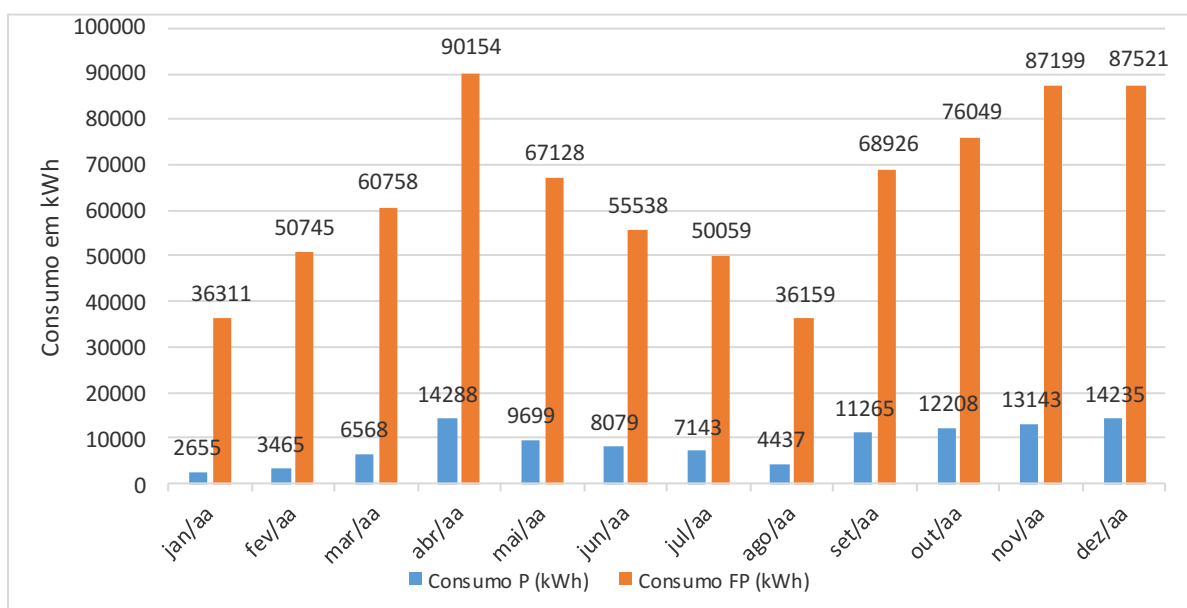
Durante o verão, na altura de 40 metros temos uma velocidade média de 5,9972 m/s, uma constante K igual 2,0440 e C é 6,7649. Para a altura de 50 metros a velocidade média corresponde a 6,4411 m/s, C é 7,2656 e K igual a 2,0440. E em 60 metros K corresponde a 2,0440, C é 7,7021 e a velocidade média igual 6,8281.

De acordo com as distribuições de Weibull, o inverno é a estação com as maiores velocidades médias dos ventos, seguida pela primavera, o verão e o outono (que mostrou os menores valores de velocidade dos ventos).

#### 4.2 Perfil de demanda e consumo de energia elétrica do câmpus Medianeira da UTFPR

O consumo de energia elétrica da instituição, no ano de 2019, teve uma média mensal de consumo no horário de ponta de 8.932 kWh e 63.879 kWh no horário fora de ponta, somando 72.811 kWh médios mensais. Os valores medidos são apresentados na Figura 12.

**Figura 12 – Energia consumida nos horários de ponta e fora de ponta, do campus UTFPR Medianeira, ano de 2019.**



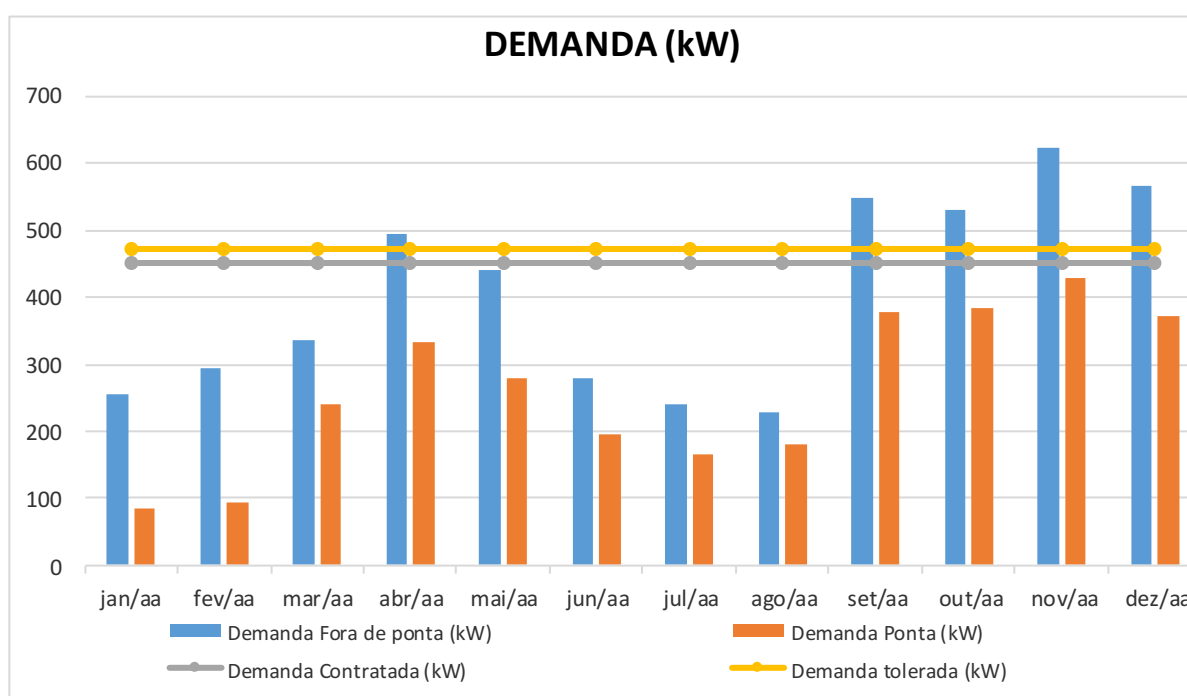
Fonte: (Adaptado de Copel, 2019)

Conforme apresentado na Figura 12, o consumo total anual na ponta foi de 107.185 kWh e fora de ponta esse consumo foi de 766.547 kWh totalizando um consumo de energia elétrica no ano de 2019 de 873.732 kWh.

O valor gasto com a energia consumida, no ano de 2019, foi de R\$ 611.532,53, com o sistema de geração distribuída suprindo 100% do consumo a universidade terá somente os gastos com a demanda contratada.

A demanda contratada pela instituição no ano de 2019 foi de 450 kW, o limite de tolerância da demanda, normatizado em 5%, permite a extrapolação da demanda até 472,5 kW sem o pagamento de multa por ultrapassagem. Na Figura 13 são apresentados os valores faturados de demanda mensal nos horários de ponta e fora ponta. Também apresenta a demanda contratada e o limite de tolerância

**Figura 13 –Demanda contratada e demanda medida, do campus UTFPR Medianeira, ano de 2019.**



Fonte: (Copel,2019)

Como a UTFPR se encaixa na tarifação horozassonal verde, a instituição só tem uma demanda contratada. Com o projeto de aerogerador essa demanda poderá ser alterada. De acordo com a normativa 482/2012 os consumidores do grupo A, a potência do sistema de geração distribuída deve ser limitado pelo valor da demanda contratada (ANEEL, 2012), ou seja, conforme o projeto podemos alterar o contrato

de demanda para um valor maior ou menor do que 450 kW. Se for menor, será gerada uma economia na fatura.

O sistema eólico foi projetado para atender todo consumo anual sendo considerada sua sazonalidade produtiva. O consumo de energia elétrica da UTFPR foi dividido por estação do ano, conforme Tabela 3, esses valores foram:

Tabela 3 – Consumo médio de energia elétrica do campus por estação do ano.

	<b>Média de 2019 (kWh/mês)</b>
<b>Verão (dezembro a fevereiro)</b>	64.977 kWh
<b>Outono (março a maio)</b>	82.865 kWh
<b>Inverno (Junho a agosto)</b>	53.805 kWh
<b>Primavera (setembro a novembro)</b>	89.596 kWh

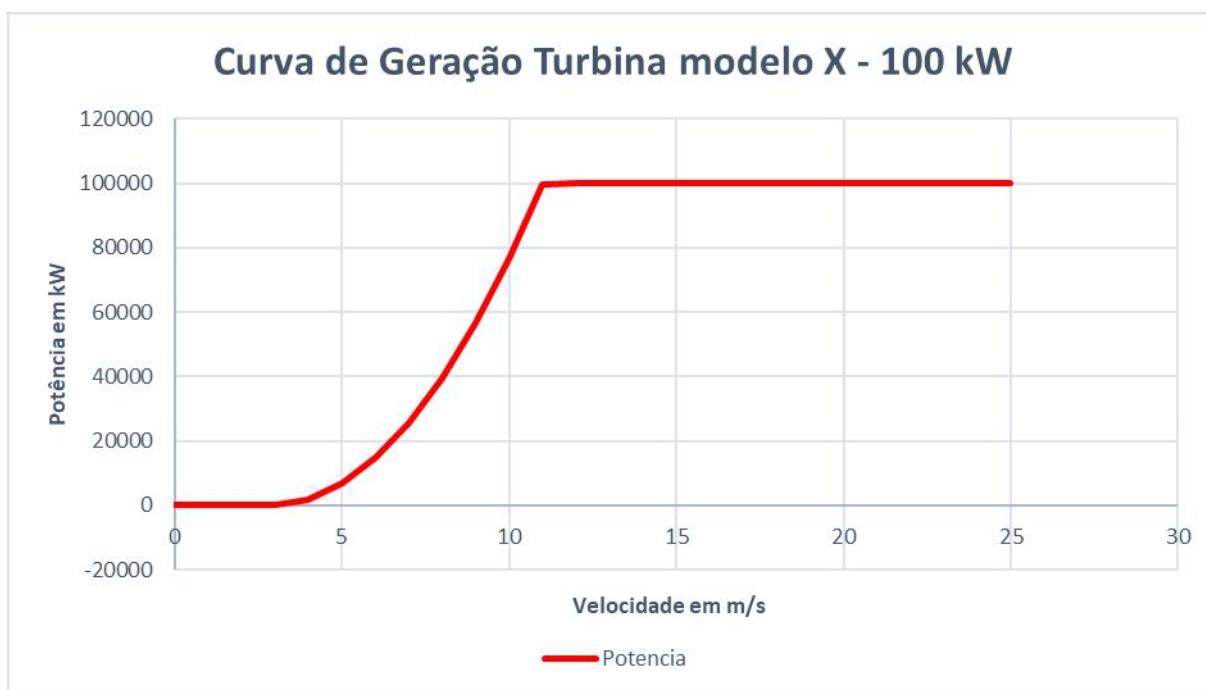
Fonte: (Adaptado de Copel,2019).

No Brasil as estações do ano influenciam na velocidade e direção dos ventos (Santos, 2015). Ou seja, o aerogerador projetado deve atender ao consumo em todas as estações do ano conforme os dados da Tabela 3.

### **4.3 Aerogeradores analisados**

Foram analisados dois modelos de turbinas eólicas, o primeiro modelo foi X-100kW que é importada por uma empresa brasileira. A potência nominal da turbina é 100 kW, possui 3 pás feitas de fibra de vidro reforçado, as pás têm 21 metros de diâmetro. A velocidade do vento para partida é 3 m/s, e a velocidade nominal do vento é 11 m/s. A faixa de velocidade em que a turbina trabalha é de 3m/s a 25 m/s. E sua velocidade de segurança é 60 m/s. A curva de geração do aerogerador X-100kW é apresentada na Figura 14.

Figura 14 – Curva de geração turbina X-100kW

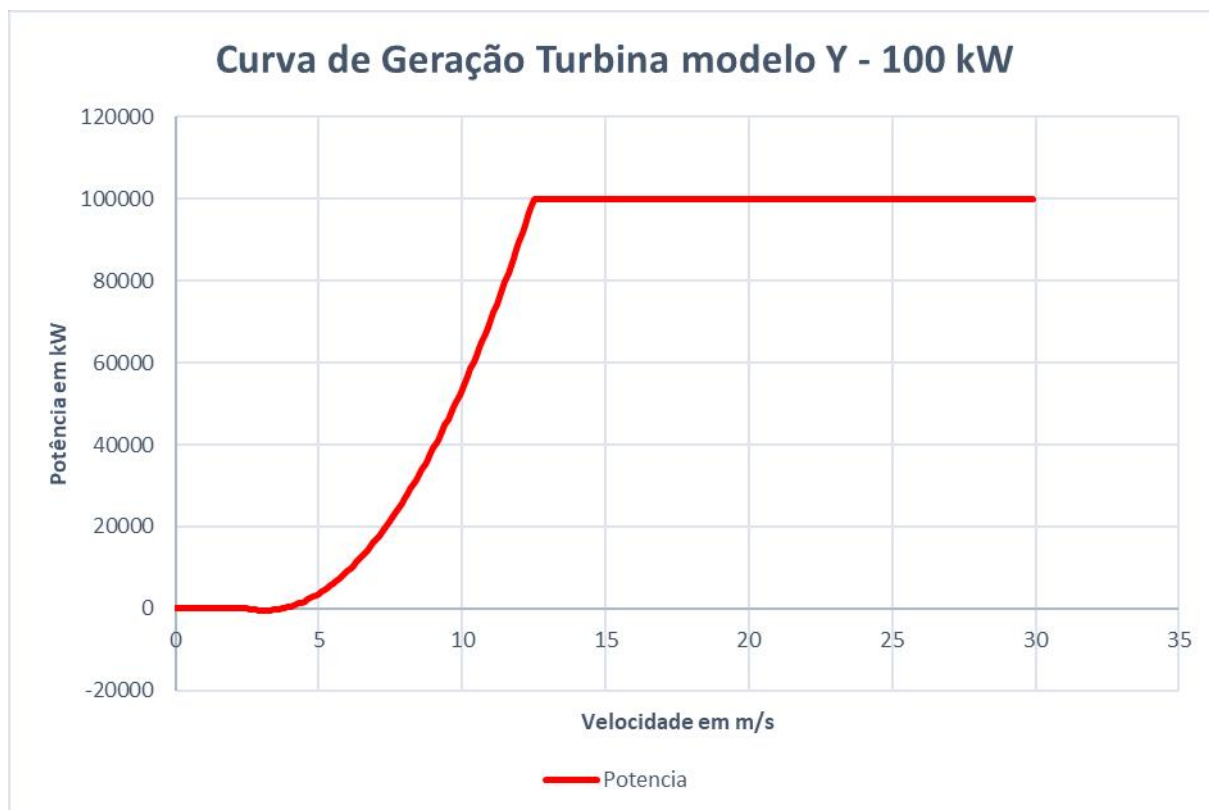


Fonte: (Autoria própria)

A curva da Figura 14 foi construída a partir dos dados do fabricante que são a velocidade inicial, nominal e final além da potência nominal da turbina.

A segunda turbina utilizada foi a Y-100 kW que é importada por uma empresa Brasileira. Ela possui potência nominal de 100 kW e velocidade do vento de partida de 2,5 m/s. A velocidade nominal é 12,5 m/s e a faixa de operação de 2,5m/s a 25 m/s. Possui três pás com diâmetro de 19,2 metros cada e sua velocidade de segurança á 55 m/s. A Figura 15 mostra a curva de geração do modelo.

Figura 15 – Curva de geração turbina Y-100kW



Fonte: (Autoria própria)

A Figura 15 foi construída através da velocidade de partida de 2,5 m/s, a velocidade nominal de 12,5 m/s e velocidade final de 25 m/s além da potência nominal sendo 100 kW.

#### 4.4 Estimativa de geração de energia elétrica

Para determinar a estimativa de geração da turbina X e Y foi utilizado a curva de potência dos aerogeradores multiplicado pela distribuição de Weibull nas três alturas analisadas. Com esses cálculos foi possível estimar a potência média gerada em cada estação do ano e posteriormente comparar qual das duas turbinas iria atender a demanda energética da UTFPR – Medianeira (Tabelas 4)

Tabela 4 – Potência Média de Geração da turbina para cada estação do ano.

Altura	Tipo	Primavera	Verão	Outono	Inverno
<b>40 metros</b>	X	52.032,98 W	42.444,56 W	42.565,34 W	63.606,84 W
	Y	40.376,08 W	31.028,81 W	31.271,29 W	50.361,07 W
<b>50 metros</b>	X	55.106,44 W	46.460,16 W	46.518,02 W	66.660,35 W
	Y	43.774,07 W	34.878,76 W	35.044,86 W	53.887,64 W
<b>60 metros</b>	X	57.095,85 W	49.423,40 W	49.509,71 W	68.518,97 W
	Y	46.242,79 W	37.921,56 W	38.004,26 W	56.384,71 W

Fonte: (Autoria própria)

Apesar das duas turbinas terem a mesma potência, o modelo X apresenta uma potência média de geração maior nas quatro estações do ano e nas três alturas analisadas comparado ao modelo de turbina Y.

Para determinar a energia gerada é necessário multiplicar a potência média pelo número de horas de cada estação. Considerando que cada mês tem 730 horas e cada estação do ano tem 3 meses, devemos multiplicar por 2.190 horas. A Tabela 5 apresenta a energia média gerada ao longo de cada estação do ano.

Tabela 5 – Energia Gerada pela turbina para cada estação do ano.

Altura	Tipo	Primavera	Verão	Outono	Inverno
<b>40 metros</b>	X	113.952,22 kWh	92.953,58 kWh	93.218,09 kWh	139.298,97 kWh
	Y	88.423,61 kWh	67.953,09 kWh	68.484,12 kWh	110.290,74 kWh
<b>50 metros</b>	X	120.683,10 kWh	101.748,27 kWh	101.874,46 kWh	145.986,16 kWh
	Y	95.865,21 kWh	76.384,48 kWh	76.748,24 kWh	118.013,93 kWh
<b>60 metros</b>	X	125.039,60 kWh	108.237,24 kWh	108.426,26 kWh	150.056,54 kWh
	Y	101.271,71 kWh	83.048,21 kWh	83.229,33 kWh	123.482,51 kWh

Fonte: (Autoria própria)

A Tabela 5 mostra que, quanto maior a altura do aerogerador, maior a potência média e respectivamente a energia gerada. E também que o período de inverno é quando ocorre a maior produção. A turbina escolhida deve atender pelo menos 873.732 kWh anuais, que foi o consumo da universidade no ano de 2019. A Tabela 07 traz a comparação entre as duas turbinas.

Tabela 06 – Comparação de energia gerada em kWh entre a turbina X e Y.

	<b>Modelo X</b>	<b>Modelo Y</b>
<b>40 metros</b>	<b>439.422,86 kWh</b>	335.151,56 kWh
<b>50 metros</b>	470.291,99 kWh	367.011,86 kWh
<b>60 metros</b>	491.759,64 kWh	391.031,76 kWh

Fonte: (Autoria própria)

Conforme observamos na Tabela 06, a turbina X produz aproximadamente 100.000,00 kWh anuais a mais que a turbina Y. Como a UTFPR teve um consumo de 873.732 kWh, com duas turbinas X instaladas a 40 m de altura é possível atender o consumo total da universidade. Já com a turbina Y seriam necessárias três turbinas.

Por esse motivo foi escolhido dimensionar a planta eólica com duas turbinas X-100 kW (cada) instaladas com a nacele à altura de 40 m.

#### **4.5 Valores de mercado do sistema eólico**

Conforme a potência do aerogerador se apresenta variações de valores. De acordo com o orçamento do fornecedor o aerogerador X – 100 kW, *gried tie*, com diâmetro das pás de 21 metros, rotação das pás 60 rpm e peso do sistema de 6.785 kg cada turbina e uma torre de 40 metros, está incluso retificador, inversor *grid tie*, controlador PLC, proteção de sobrecarga e torre autoportante. Cada aerogerador terá um custo de R\$1.704.105,00 (um milhão setecentos e quatro mil cento e cinco reais). Como o orçamento da empresa brasileira importadora não considera a instalação e o transporte, será embutido o valor de 35% do valor da turbina para ser a parte referente a instalação. O valor de 35% foi considerado através de estudos de empresas do ramo de geração distribuídas que usam a margem de instalação entre 30% a 40% em suas obras.

As duas turbinas X-100 kW ficaram no valor de R\$3.408.210,00, e o valor do transporte e instalação será R\$ 1.192.874,00. Totalizando o serviço completo no valor de R\$4.601.084,00. Será considerando 1% do valor do equipamento como sendo o gasto com a manutenção anual do sistema, sendo o valor de R\$ 34.000,00.



#### 4.6 Viabilidade econômica do sistema eólico

A viabilidade econômica do projeto eólico foi determinada a partir da análise do valor presente líquido, sendo considerado a taxa interna de retorno (TIR), a economia gerada pelo sistema e o valor investido no projeto. Utilizando o software Excel para fórmula do Valor Presente Líquido (VPL), são levados ao instante zero todos os valores investidos e receitas. E será considerado 20 anos de vida útil, de acordo com a norma IEC 61400-1 (que recomenda o mínimo de vida útil de um projeto de aerogerador como sendo 20 anos). A Tabela 07 estão os valores obtidos:

Tabela 07 – Resumo dos resultados VPL e TIR (Taxa de 12,35% a.a)

	<b>VALOR</b>	<b>ANÁLISE</b>	<b>CONCLUSÃO</b>
<b>VPL</b>	–R\$4.939.458,53	< 0	Não é viável investir
<b>TIR</b>	–1,21%	< TMA	Não é viável investir

Fonte: (Autoria própria)

Para um investimento ser considerável viável, o VPL deve ser um valor positivo dentro dos 20 anos de vida útil, o que não é o caso, a VPL para o período de 20 anos foi de –R\$4.939.458,53 milhões de reais. Analisando a Taxa Interna de Retorno, foi possível verificar – para os 20 anos analisados – como - 1,21%, ou seja, é inferior a taxa mínima de atratividade (12,35%a.a.), portando pela análise da TIR o investimento também não é viável.

Para a análise de investimento pelo *Payback* descontado foi construído o fluxo de caixa, como mostra a Tabela 09.

Tabela 08 – Tabela de *Payback* descontado.

	<b>Investimento</b>	<b>Retorno</b>	<b>Fluxo de caixa</b>	<b>F.C Desc</b>	<b>F.C.D Acumulado</b>
<b>0</b>	-R\$4.601.083,50	R\$0,00	-R\$4.601.083,50	-R\$4.601.083,50	-R\$4.601.083,50
<b>1</b>	-R\$34.000,00	R\$611.532,53	R\$577.532,53	R\$514.047,65	-R\$4.087.035,85
<b>2</b>	-R\$34.000,00	R\$611.532,53	R\$577.532,53	R\$457.541,30	-R\$3.629.494,56
<b>3</b>	-R\$34.000,00	R\$611.532,53	R\$577.532,53	R\$407.246,37	-R\$3.222.248,19
<b>4</b>	-R\$34.000,00	R\$611.532,53	R\$577.532,53	R\$362.480,08	-R\$2.859.768,11
<b>5</b>	-R\$34.000,00	R\$611.532,53	R\$577.532,53	R\$322.634,69	-R\$2.537.133,42
<b>6</b>	-R\$34.000,00	R\$611.532,53	R\$577.532,53	R\$287.169,29	-R\$2.249.964,13
<b>7</b>	-R\$34.000,00	R\$611.532,53	R\$577.532,53	R\$255.602,39	-R\$1.994.361,74
<b>8</b>	-R\$34.000,00	R\$611.532,53	R\$577.532,53	R\$227.505,47	-R\$1.766.856,27
<b>9</b>	-R\$34.000,00	R\$611.532,53	R\$577.532,53	R\$202.497,08	-R\$1.564.359,19
<b>10</b>	-R\$34.000,00	R\$611.532,53	R\$577.532,53	R\$180.237,72	-R\$1.384.121,47
<b>11</b>	-R\$34.000,00	R\$611.532,53	R\$577.532,53	R\$160.425,21	-R\$1.223.696,27
<b>12</b>	-R\$34.000,00	R\$611.532,53	R\$577.532,53	R\$142.790,57	-R\$1.080.905,69
<b>13</b>	-R\$34.000,00	R\$611.532,53	R\$577.532,53	R\$127.094,41	-R\$953.811,28
<b>14</b>	-R\$34.000,00	R\$611.532,53	R\$577.532,53	R\$113.123,64	-R\$840.687,64
<b>15</b>	-R\$34.000,00	R\$611.532,53	R\$577.532,53	R\$100.688,60	-R\$739.999,04
<b>16</b>	-R\$34.000,00	R\$611.532,53	R\$577.532,53	R\$89.620,47	-R\$650.378,57
<b>17</b>	-R\$34.000,00	R\$611.532,53	R\$577.532,53	R\$79.769,00	-R\$570.609,57
<b>18</b>	-R\$34.000,00	R\$611.532,53	R\$577.532,53	R\$71.000,44	-R\$499.609,13
<b>19</b>	-R\$34.000,00	R\$611.532,53	R\$577.532,53	R\$63.195,77	-R\$436.413,36
<b>20</b>	-R\$34.000,00	R\$611.532,53	R\$577.532,53	R\$56.249,01	-R\$380.164,34

Fonte: (Autoria própria)

De acordo com a Tabela 08, o investimento não vai se pagar nos 20 anos. Ou seja, pelo tempo de *Payback* o investimento não é viável

## 5 CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

Esse trabalho de conclusão de curso desenvolveu uma análise técnica e econômica de um sistema de minigeração distribuída com fonte eólica, que funcionaria conectado em paralelo com a rede da concessionária de energia elétrica. Esse sistema tem a intenção de compensar a energia elétrica consumida pela UTFPR campus Medianeira, seguindo a resolução 482/2012 da Aneel.

Com os dados meteorológicos da Cidade de Medianeira – PR que foram cedidos pelo Instituto de Desenvolvimento Rural do Paraná (IAPAR), verificou-se que há potencial eólico no município.

Os modelos de turbinas avaliados confirmam que a curva de potência e o perfil dos ventos de Medianeira proporcionam diferentes resultados, mesmo com as potências-pico dos modelos analisados iguais (100 kW). Dentre os modelos estudados, o aerogerador X apresentou melhor desempenho tendo uma produção de 439.422,86 kWh na altura de 40 metros, sendo que o dimensionamento mostrou que duas turbinas do modelo X são ideais para suprir o consumo de energia da instituição.

Com base na análise econômica, onde foi levado em consideração a vida útil do equipamento de 20 anos, o investimento não se mostra viável, tendo um *payback* descontado de 36 anos, um VPL de –R\$ 4.939,458,53 e uma TIR -1,21%.

O estudo mostrou uma viabilidade técnica para o uso de energia eólica no campus da UTFPR na cidade de Medianeira, porém com o custo atual elevado dos equipamentos, esse projeto se mostrou inviável economicamente. Sendo possível concluir que incentivos fiscais, bem como à difusão tecnológica e produção escalonada podem reduzir os custos e aumentar o uso de fontes limpas de energia eólica.

Como sugestões para trabalhos futuros seria a aplicação desse estudo nos outros campi da UTFPR, uma forma de facilitar esse tipo de trabalho seria a parceria da universidade com empresas do ramo de energia renováveis, onde o aluno tivesse acesso a cotação de equipamentos. Houve dificuldades para encontrar equipamentos no mercado e conseqüentemente seu valor.

Uma outra possibilidade de trabalho seria refazer o estudo com a utilização de cenários de 25%, 50%, e 75% de consumo abatido pela usina eólica. Também há a possibilidade de refazer o trabalho utilizando a norma IEC 61400, sendo possível ampliar as variáveis analisadas.

## REFERÊNCIAS

- ABEEÓLICA – Associação Brasileira de Energia Eólica. (30 de 01 de 2020). Fonte: ABEEólica: <http://abeeolica.org.br/energia-eolica-o-setor/>
- ABEEÓLICA. (2019). Números ABEEólica. São Paulo.
- AMÊDOLA, C. A. (2007). Contribuição ao estudo de aerogeradores de velocidade e passo variáveis com gerador duplamente alimentado e sistema de controle difuso. São Carlos, São Paulo, Brasil.
- ANEEL. (2005). Atlas de energia elétrica do Brasil., (p. 243). Brasília .
- ANEEL. (11 de dezembro de 2012). Resolução Normativa ANEEL nº517. Brasília, Brasil.
- ANEEL. (2012). Normativa Nº 482. RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº 482, DE 17 DE ABRIL DE 2012. Brasília, Brasil.
- ANEEL. (15 de agosto de 2018). [www.aneel.gov.br](http://www.aneel.gov.br). Fonte: <https://www.aneel.gov.br/geracao-distribuida>
- BASSO, T. M. (2017). ANÁLISE TÉCNICO-ECONÔMICA DE UM SISTEMA DE GERAÇÃO EÓLICA PARA UMA UNIDADE ARMAZENADORA E SECADORA DE GRÃOS. Cascavel, Paraná, Brasil.
- BELLEN, H. M. (2006). Indicadores de Sustentabilidade: Uma análise comparativa. Florianópolis: FGV.
- BETINI, R., CASTAGNA, A., JUNIOR, O., & TIEPOLO, G. (2012). Fontes Renováveis de energia e a influencia no planejamento energético emergente no Brasil. Fontes Renováveis de energia e a influencia no planejamento energético emergente no Brasil. Curitiba.
- BRUNI, A. L., & RUBENS, F. (2003). As Decisões de Investimentos - Com aplicações na HP12C e Excel. São Paulo: Atlas.
- CAPACIDADE INSTALADA. (31 de março de 2020). Fonte: ONS - Operador Nacional do Sistema elétrico: [http://www.ons.org.br/Paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao/capacidade\\_instalada.aspx](http://www.ons.org.br/Paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao/capacidade_instalada.aspx)
- CERTEJA . (2019). [www.certeja.com.br](http://www.certeja.com.br). Fonte: Certeja Energia: <http://www.certeja.com.br/energia/entenda-sua-fatura/>
- CHEROBIM, A. P., JR., A. B., & RIGO, C. M. (2010). Administração Financeira - Princípios, Fundamentos e Práticas Brasileiras. LTC Exatas Didático.

COPEL-1. (13 de abril de 2020). Fonte: Taxas e Tarifas: <https://www.copel.com/hpcopel/root/nivel2.jsp?endereco=%2Fhpcopel%2Ftarifas%2Fpagcopel2.nsf%2Fverdocatual%2F23BF37E67261209C03257488005939EB>

COPEL-2 (15 de Abril de 2020). Fonte: Copel: <https://www.copel.com/hpcopel/root/nivel2.jsp?endereco=%2Fhpcopel%2Froot%2Fpagcopel2.nsf%2F5d546c6fdeabc9a1032571000064b22e%2Fb2f4a2f0687eb6cf03257488005939b9>

Cruz, D. T. (2015). Micro e Minigeração Eólica e Solar no Brasil: Propostas para Desenvolvimento do Setor. São Paulo, Brasil.

CUSTÓDIO, R. (2009). Energia eólica para produção de energia elétrica. Rio de Janeiro, Brasil: Centrais Elétricas Brasileiras S.A. Eletrobrás,.

DONALD G NEWMAN, J. P. (2014). Fundamentos de engenharia econômica. Rio de Janeiro : LTC.

EICK, G. (2010). Viabilidade Econômica e Financeira de uma Pequena Central Hidrelétrica no Brasil. Florianópolis, Santa Catarina, Brasil.

EPE. (2007). Plano Nacional de energia 2030.

GNOATTO, H. (2017). ANÁLISE DE VIABILIDADE TÉCNICA E ECONÔMICA PARA IMPLANTAÇÃO DE AEROGERADOR EM PROPRIEDADES RURAIS DE CASCAVEL, LONDRINA E PALMAS-PR. Cascavel, Paraná, Brasil.

GREENPEACE. (2010). [r]evolução energética: A caminho do desenvolvimento limpo.

GUERRA, F. (2006). Matemática Financeira através da HP12C. Florianópolis.

[HTTP://WWW.CERTAJA.COM.BR.](http://www.certaja.com.br) (s.d.). Fonte: Certaja: <http://www.certaja.com.br/energia/entenda-sua-fatura/>

INEE. (04 de 04 de 2020). Inee.org.br. Fonte: <http://www.inee.org.br>: [http://www.inee.org.br/forum\\_ger\\_distrib.asp](http://www.inee.org.br/forum_ger_distrib.asp)

JUNIOR, J. M., & CHAPMAN, R. E. (2003). Engineering Economics.

KHALIGH, A., & ONAR, O. C. (2010). Energy harvesting: solar, wind and ocean energy conversion systems. New York: CRC Press.

LOPEZ, R. A. (2012). Energia Eólica (2ª ed.). São Paulo.

MANWELL, J. F., MCGOWAN, J. G., & ROGERS, A. L. (2002). Wind Energy: Theory, Design and Application. England: John Wiley & Sons Ltd.

MME. (2014). Plano Nacional de Energia 2050. Rio de Janeiro.

NEWNAN, D. G., & LAVELLE, J. P. (2014). Fundamentos de Engenharia Econômica. Rio de Janeiro: LTC.

ONS. (2019). [www.ons.org.br](http://www.ons.org.br/Paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao/capacidade_instalada.aspx). Fonte: [http://www.ons.org.br/Paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao/capacidade\\_instalada.aspx](http://www.ons.org.br/Paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao/capacidade_instalada.aspx)

PEREIRA, L. J. (2018). Análise da Viabilidade Técnica e Econômica da Instalação de uma Usina Eólica na Região Oeste do Paraná. Medianeira, Paraná, Brasil.

PINTO, M. D. (2013). Fundamentos da Energia Eólica. Rio de Janeiro: LTC.

PRADO. (2009). Projeto de um parque eólico com utilização de sistema de informação geográfica. Guaratinguetá, Paraná, Brasil..

PROCEL. (agosto de 2011). Manual de tarifação da energia elétrica.

PROINFA. (2017). Fonte: Eletrobras: <https://eletrobras.com/pt/Paginas/Proinfa.aspx>

REBOITA, M. S. (2005). Introdução à Estatística Aplicada à Climatologia. Parte II – Distribuições de. São Paulo, Brasil: Universidade de São Paulo.

RIBEIRO, U. G. (2012). Estudo de viabilidade econômica de instalação de fontes de energia renováveis baseadas em células fotovoltaicas para uso residencial. São Carlos, São Paulo, Brasil.

SANTOS, P. M. (2015). PROCEDIMENTO PARA PROSPECÇÃO DE POTENCIAL EÓLICO. Itajubá, Minas Gerais, Brasil.

SCHUMANN, J. H. (2014). Procedimento para avaliação do potencial eólico. Estudo de caso: Região do entorno do reservatório da Usina Hidroelétrica de Estreito. Procedimento para avaliação do potencial eólico. Estudo de caso: Região do entorno do reservatório da Usina Hidroelétrica de Estreito. Itajubá, Minas Gerais, Brasil.

SILVA, P. C. (1999). Sistema para Tratamento, Armazenamento e Disseminação de Dados de Vento. Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, Brasil.

SILVA, P. D., Guedes, V. G., & Araújo, M. R. (1999). Otimização dos parâmetros da distribuição de Weibull. Águas de Lindóia, Brasil.

SILVA, S. R. (19 de junho de 2013). Tecnologia em Aerogeradores. Belo Horizonte, Minas Gerais, Brasil.

SOMENZI, J. (2016). Análise e dimensionamento de um minigerador eólico na Universidade Tecnológica Federal do Paraná - campus Pato Branco. Pato Branco, Paraná, Brasil.

STALLA, R. (2000). Fixed-Income Securities & Equity Analysis: Comprehensive Study Guide for the CFA Exam. Westlake, Ohio.

STEFANELLO, C. (2019). IMPACTOS DO INCENTIVO DA MICROGERAÇÃO FOTOVOLTAICA DISTRIBUÍDA NA CURVA DE CARGA DO SETOR RESIDENCIAL: PROJEÇÃO PARA 2050. Medianeira, Paraná, Brasil.

TRACY, J. (2004). MBA Compacto: Finanças. São Paulo.

VERGARA. (1998). Projetos e Relatórios de Pesquisa em Administração. São Paulo: Atlas S.A.