

UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO SUL
ESCOLA DE ENGENHARIA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA

JONATHAS CRISTIANO BUENO MICHEL

MICROGERAÇÃO DISTRIBUÍDA
VIABILIDADE DA MICROGERAÇÃO HÍBRIDA SOLAR/EÓLICA

Porto Alegre
1. Semestre
2022

JONATHAS CRISTIANO BUENO MICHEL

MICROGERAÇÃO DISTRIBUÍDA
VIABILIDADE DA MICROGERAÇÃO HÍBRIDA SOLAR/EÓLICA

Projeto de Diplomação apresentado ao Departamento de Engenharia Elétrica da Universidade Federal do Rio Grande do Sul, como parte dos requisitos para Graduação em Engenharia Elétrica.

Orientador(a): Prof.^a Dr.^a Thieli Smidt Gabbi

Porto Alegre
1. Semestre
2022

JONATHAS CRISTIANO BUENO MICHEL

MICROGERAÇÃO DISTRIBUÍDA
VIABILIDADE DA MICROGERAÇÃO HÍBRIDA SOLAR/EÓLICA

Banca Examinadora:

Prof.^a Dr.^a Thieli Smidt Gabbi
Orientadora
Universidade Federal do Rio Grande do Sul

Prof. Luiz Tiaraju dos Reis Loureiro
Universidade Federal do Rio Grande do Sul

Prof. Gustavo Guilherme Koch
Universidade Federal do Pampa

Este trabalho é dedicado aos meus pais Deni e João Michel, pois graças ao esforço deles hoje posso concluir o meu curso.

"Conhecimento não é aquilo que você sabe, mas o que você faz com aquilo que você sabe." Aldous Huxley.

RESUMO

O presente trabalho de conclusão tem o objetivo de analisar a viabilidade para implementação de sistemas híbridos solar/eólico de microgeração distribuída conectados à rede (*on grid*) na cidade de Porto Alegre. Inicialmente, realiza-se uma introdução as motivações e conceitos da situação energética no Brasil, abordando a geração distribuída e suas contribuições para a composição da matriz energética do país. Em seguida, é apresentada uma abordagem teórica envolvendo os principais aspectos provedores da configuração híbrida solar/eólico, destacando-se os elementos técnicos construtivos de cada segmento, juntamente com as leis regulamentadoras estabelecidas por órgãos nacionais. Para a simulação do estudo de caso, foi escolhido um cliente da empresa VALENCIA ENERGIA. Através de avaliações de potencial eólico e solar, se foi dimensionado dois sistemas para suprir a demanda do cliente, um somente fotovoltaico e um sistema híbrido solar/eólico e, por fim, realizada análise da viabilidade econômica do projeto através do método de Taxa Interna de Retorno (TIR). Na análise econômica, constatou-se que nesse caso a geração eólica é prejudicada devido à baixa velocidade do vento na região, resultando em uma TIR inferior ao sistema puramente fotovoltaico. Já a geração puramente fotovoltaica justifica-se por se tratar de um investimento atrativo economicamente, com uma TIR de 17%. A conclusão é de que em zonas urbanas com velocidades de vento próximas de 4 m/s o sistema de geração de energia puramente fotovoltaico se torna mais atrativo.

Palavras-chave: Energia Fotovoltaica; Energia Eólica; Geração Híbrida; Microgeração distribuída.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Produção x Consumo de energia elétrica no Brasil (GWh)	15
Figura 2 – Esquema do sistema híbrido	18
Figura 3 – Participação de cada fonte na geração distribuída em 2020.....	21
Figura 4 – Capacidade instalada por Estado.....	22
Figura 5 – UC's distribuídas por classe de consumo de energia solar	23
Figura 6 – Diagrama de geração fotovoltaica	24
Figura 7 – Estrutura básica de uma célula fotovoltaica de silício	25
Figura 8 – Representação de um sistema fotovoltaico conectado à rede	27
Figura 9 – Curvas características de um módulo fotovoltaico genérico.....	28
Figura 10 – Tipos de turbinas eólicas.....	33
Figura 11 – Curva de potência de um aerogerador típico	36
Figura 12 – Dados da fatura do cliente escolhido.....	39
Figura 13 – Gráfico da Irradiação Solar no Plano Horizontal.....	40
Figura 14 – Alocação de módulos no telhado do cliente	44
Figura 15 – Geração x Consumo do cliente	45
Figura 16 – Velocidade média de vento em Porto Alegre	46
Figura 17 – Direção do vento em Porto Alegre.....	48
Figura 18 – Curva velocidade de vento X Geração	50
Figura 19 – Esquema de conexão do sistema eólico	51
Figura 20 – Diagrama de participação no sistema híbrido.	53
Figura 21 – Esquema do sistema híbrido.	54
Figura 22 – Vento x Geração Anual Híbrida (kWh)	59

LISTA DE QUADROS

Quadro 1 – Irradiação média horizontal	39
Quadro 2 – Características do módulo CS3W-450MS	42
Quadro 3 – Características do inversor FRONIUS Primo 6.0-1.....	44
Quadro 4 – Velocidade média de vento em Porto Alegre.....	46
Quadro 5 – Resumo das especificações do aerogerador.....	49
Quadro 6 – Características do inversor Growatt MIC 2000TL-X	51
Quadro 7 – Características do inversor FRONIUS Primo 4.0-1.....	53
Quadro 8 – Análise financeira do sistema fotovoltaico	56
Quadro 9 – Análise financeira do sistema híbrido	58

SUMÁRIO

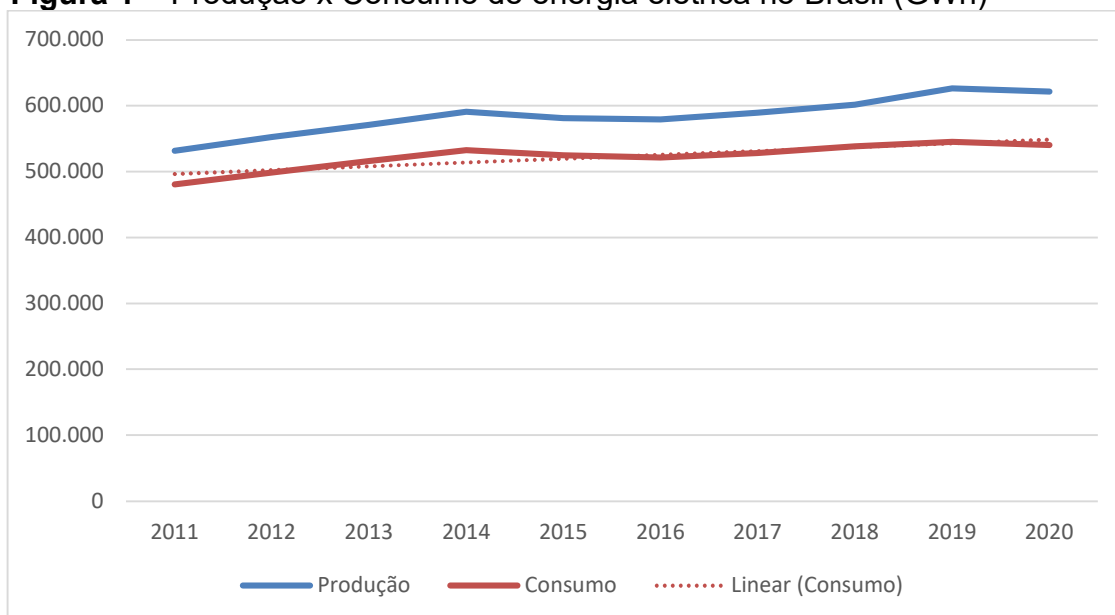
1	INTRODUÇÃO	15
1.1	DEFINIÇÃO DOS OBJETIVOS	17
1.1.1	Objetivo Geral	18
1.1.2	Objetivos Específicos	18
2	FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA	19
2.1	GERAÇÃO DISTRIBUÍDA NO BRASIL	19
2.1.1	Sistema de compensação de energia elétrica	20
2.1.2	Mapeamento da geração distribuída no Brasil	21
2.2	SISTEMA DE GERAÇÃO FOTOVOLTAICO	23
2.2.1	Módulos fotovoltaicos	24
2.2.1.1	Dimensionamento dos módulos fotovoltaicos.....	28
2.2.2	Inversor	30
2.2.2.1	Dimensionamento do inversor	30
2.3	SISTEMA DE GERAÇÃO EÓLICO.....	31
2.3.1	Classificação das turbinas eólicas	32
2.3.1.1	Dimensionamento da turbina eólica.....	34
2.4	MÉTODO PARA CALCULAR O RETORNO DE INVESTIMENTO.....	36
3	ESTUDO DE CASO E METODOLOGIA	38
3.1	ESCOLHA DO CLIENTE PARA O ESTUDO.....	38
3.2	DIMENSIONAMENTO DO SISTEMA FOTOVOLTAICO	39
3.2.1	Determinação da Irradiação solar média	39
3.2.2	Determinação da potência do conjunto	40
3.2.3	Determinação do módulo fotovoltaico	41
3.2.4	Determinação do Inversor	43
3.3	DIMENSIONAMENTO DO SISTEMA EÓLICO.....	45
3.3.1	Determinação da velocidade média de vento	45

3.3.2	Determinação do aerogerador.....	48
3.4	DIMENSIONAMENTO DO SISTEMA HÍBRIDO	52
4	ANALISE ECONOMICA.....	55
4.1	SISTEMA FOTOVOLTAICO.....	55
4.2	SISTEMA HIBRIDO SOLAR / EÓLICO	57
5	CONCLUSÃO.....	60
	REFERÊNCIAS.....	62

1 INTRODUÇÃO

Segundo os dados do BEN 2021 (Balanço Energético Nacional), se pode observar que o consumo energético no país está crescendo cada vez mais, principalmente devido ao fato do Brasil ser um país em desenvolvimento. Na figura 1 é possível observar que a linha de tendência linear possui uma inclinação positiva.

Figura 1 – Produção x Consumo de energia elétrica no Brasil (GWh)



Fonte: Adaptado pelo autor de BEN 2021, tabela 2.28.

Na busca por uma qualidade melhor de vida, o ser humano tende a procurar fontes renováveis de energia, que não prejudiquem o meio ambiente. Existe um grande esforço, não só no Brasil assim como também no mundo, para a redução de emissões de dióxido de carbono (CO₂) no meio ambiente, buscando a substituição da matriz energética baseada em combustíveis fósseis (carvão e petróleo) pelas formas alternativas a partir de fontes renováveis (ANDRADE e COSTA, 2008).

O Brasil sempre teve uma posição energética privilegiada, contando com uma matriz ampla capaz de obter energia de várias fontes possíveis, principalmente geração limpa nas usinas hidrelétricas. Porém já se tem sinais que nas últimas décadas as hidrelétricas não estão suportando o aumento significativo da demanda. Contudo, além disso, as recentes mudanças climáticas ampliaram os riscos de

estiagem (PAIVA, 2021) e levaram o país a aumentar o uso de usinas termelétricas, em especial movidas a carvão.

Segundo Sant'Ana (2021), as usinas termelétricas são mais poluentes que as usinas hidrelétricas – responsáveis pela maior parte da geração de energia no país. Entre as termelétricas, as usinas de gás natural são menos poluentes que as movidas a diesel e a carvão, por exemplo. Ainda segundo Sant'Ana (2021), além de poluírem mais, as termelétricas também são mais caras que as hidrelétricas. É isso que motiva, por exemplo, o acionamento das bandeiras tarifárias na conta de luz. O consumo exagerado de fontes fósseis de energia é uma realidade que compromete à sustentabilidade do desenvolvimento ambiental.

Nesse contexto, devido a essa sobrecarga a qual o sistema de geração de energia brasileiro está sujeito, percebe-se a necessidade de pesquisas envolvendo fontes renováveis de geração de energia elétrica – outras além da hidrelétrica – como algo de extrema importância, tanto para atender a demanda de crescimento no consumo, quanto para se adequar aos níveis máximos de emissão estabelecidos nos acordos climáticos. Atualmente as duas fontes renováveis que despontam como grande potencial para suprir a geração elétrica das novas matrizes globais são a eólica e a solar fotovoltaica.

O Brasil é um ótimo ambiente para geração de energia solar. Só para se ter uma ideia, no local menos ensolarado no Brasil é possível gerar mais eletricidade solar do que no local mais ensolarado da Alemanha, que é um dos líderes no uso da energia fotovoltaica. Segundo o Portal Solar, no ano de 2019 o mercado de energia solar no Brasil cresceu mais de 212%, alcançando a marca de 2,4 GW instalados.

Já em relação a energia eólica, segundo informações do Ministério de Minas e Energia, as usinas eólicas já respondem por 11% da matriz energética brasileira. A expansão dessa fonte de energia no país fez o país subir no ranking do *Global Wind Energy Council* (GWEC), e em 2021 ocupar a sexta posição em Capacidade Total Instalada de Energia Eólica. Ainda segundo o Atlas do Potencial Eólico Brasileiro, existe um imenso potencial eólico ainda não explorado no país. Com esse potencial não explorado, é possível produzir eletricidade a custos competitivos com centrais termoelétricas, nucleares e hidrelétricas.

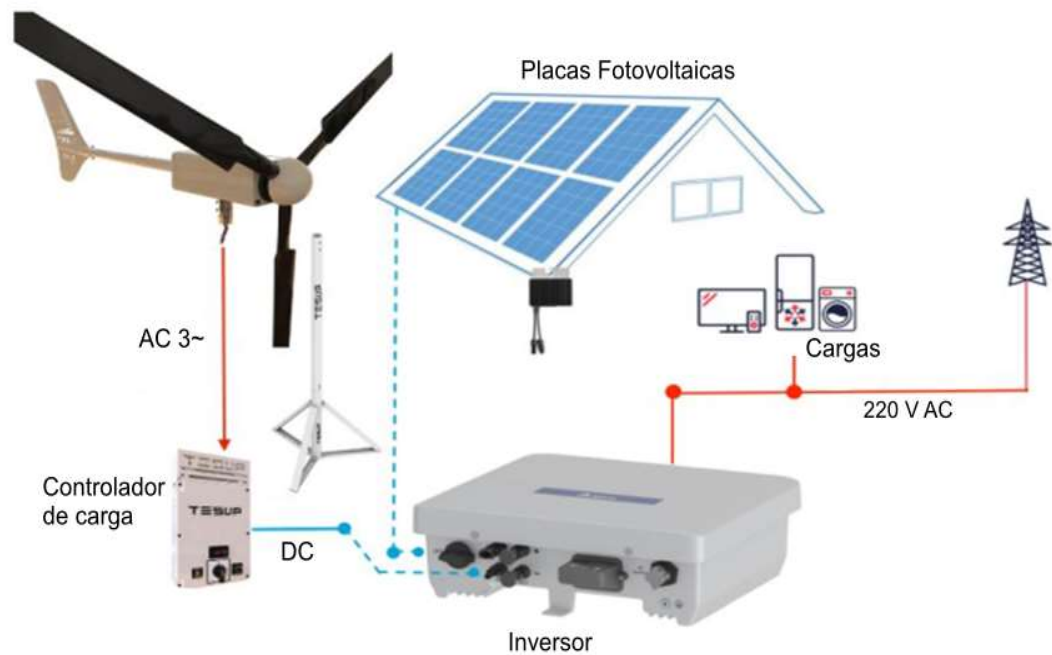
1.1 DEFINIÇÃO DOS OBJETIVOS

Os sistemas híbridos (sistemas que utilizam mais de uma fonte primária de energia) mesmo de pequenos portes apresentam-se como uma forma importante do uso das energias renováveis disponíveis localmente, para o atendimento descentralizado de pequenas demandas no Brasil através de mini redes de distribuição. Atentando-se também para o fato da necessidade da produção de energia com mínima degradação ambiental, o emprego dos recursos renováveis como fontes primárias de energia são imprescindíveis para o caso da geração isolada (BARBOSA, 2006).

O objetivo deste trabalho é desenvolver um estudo de viabilidade para integrar as duas fontes de energia renováveis de grande potencial no Brasil. Enquanto a energia eólica é mais utilizada em grandes parques eólicos de grande geração, a energia solar é mais utilizada em residências de pequeno porte. Acredita-se que é possível as duas fontes se complementarem, tornando a microgeração de pequeno porte muito mais eficiente, utilizando-se da energia solar e eólica simultaneamente, conforme mostra na figura 2.

O estudo da viabilidade da aplicação de micro geração eólica em zonas urbanas instaladas em conjunto com a micro geração fotovoltaica é de suma importância. Como o vento não sopra ao longo do dia de forma homogênea e o sol não brilha a noite, ou em dias de chuva, o uso de ambas as fontes em uma única instalação é tentador, diluindo o alto custo de inversores e placas fotovoltaicas com a intermitência de turbinas eólicas.

Figura 2 – Esquema do sistema híbrido



Fonte: Adaptado de pelo Autor de Datasheet TESUP ZEUS 3.0, 2021.

1.1.1 Objetivo Geral

Este trabalho tem como objetivo principal verificar se um sistema de microgeração somente solar se torna mais eficiente de forma híbrida solar/eólico.

1.1.2 Objetivos Específicos

Os objetivos específicos desta pesquisa são:

- a) Analisar financeiramente se o sistema híbrido se torna mais eficiente e economicamente viável do que um sistema somente solar;
- b) Verificar em que situações o sistema híbrido se torna benéfico;

2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

2.1 GERAÇÃO DISTRIBUÍDA NO BRASIL

Segundo a ANEEL, a expressão Geração Distribuída (GD) é usada para designar a geração elétrica realizada junto ou próxima do(s) consumidor(es) independente da potência, tecnologia e fonte de energia. O nome utilizado é devido ao fato de não seguir o modelo convencional de geração, que consiste em grandes usinas centralizadas em algumas localidades, e promove a distribuição geográfica da matriz energética da região. As tecnologias de GD têm evoluído para incluir potências cada vez menores. Ainda segundo a ANEEL, desde 1º de março de 2016, é permitido o uso de qualquer fonte renovável, além da cogeração qualificada, denominando microgeração distribuída a central geradora com potência instalada até 75 quilowatts (kW), e minigeração distribuída aquela com potência acima de 75 kW e menor ou igual a 5 MW, conectadas na rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras.

As vantagens técnicas associadas à implementação adequada de unidades de geração distribuída abrangem amplas e variadas situações. A melhoria da qualidade da energia disponibilizada aos consumidores é um dos fatores mais importante neste contexto, tal como a redução das perdas do sistema. Entre os diferentes benefícios para o consumidor final, os principais podem ser identificados como: redução no valor final da fatura; redução nos impactos de variações do preço da energia; confiabilidade do fornecimento e melhoria do perfil de tensão. Já para a rede de distribuição, pode-se citar alguns benefícios como: redução de perdas do sistema; aumento da eficiência energética; adiamento do investimento em atualizações de instalações; redução das cargas nas linhas de transporte e distribuição (CANAL SOLAR, 2022).

Contudo é necessário também citar algumas desvantagens da GD, que estão relacionadas as concessionárias de energia elétrica. Além da redução na arrecadação, as concessionárias precisam se adequar com afundamentos e elevações de tensões pontuais em regiões com implantação de GD.

2.1.1 Sistema de compensação de energia elétrica

A regulamentação foi fundada na Resolução N° 482/2012 e revisado na N° 687/2015:

§1º Para fins de compensação, a energia ativa injetada no sistema de distribuição pela unidade consumidora será cedida a título de empréstimo gratuito para a distribuidora, passando a unidade consumidora a ter um crédito em quantidade de energia ativa a ser consumida por um prazo de 60 (sessenta) meses. (REN ANEEL 687, 2015.)

Em outras palavras, a energia ativa injetada por unidade geradora com micro ou minigeração é cedida à concessionária local e compensada com posterior consumo de energia elétrica ativa. O consumo do crédito em energia ativa possui prazo estipulado de sessenta meses. Deve ser cobrada da unidade o valor integral de custo de disponibilidade para consumidores residenciais (grupo B) ou da demanda contratada para consumidores industriais (grupo A). A resolução também determina que o faturamento por posto tarifário se dará sobre a energia consumida, deduzida a energia injetada na rede e possível crédito de energia (REN ANEEL 687, 2015).

Ressalta-se que a incidência de Impostos Federais e Estaduais foge à competência da ANEEL, sendo então competência da Receita Federal e de cada Estado a decisão. No ano de 2015, o Conselho Nacional de Política Fazendária – CONFAZ estabeleceu o Convênio ICMS 16/2015, no qual acrescenta o Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços - ICMS somente sobre a diferença entre energia consumida e injetada na rede. Logo, cada estado possui a decisão de adesão ao convênio, porém a maioria deles aderiu. A incidência dos tributos federais de PIS/COFINS também se limita à diferença entre energia consumida e energia injetada, analogamente ao Convênio ICMS 16/2015 (CONFAZ, 2015).

A fim de tornar o sistema de compensação mais interessante, foi definida ainda uma possibilidade de compensação excedente em uma unidade consumidora, diferente de onde a energia foi gerada, desde que as duas possuam a mesma titularidade e se encontrem na mesma área de concessão. Essas alterações facilitaram e agilizaram o processo de conexão de micro e minigeração à rede. Aliadas ainda às políticas públicas de incentivos fiscais, tais alterações fomentaram

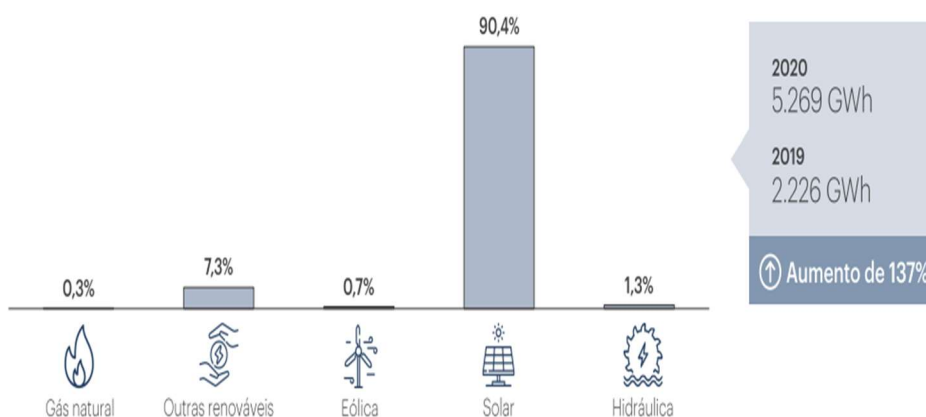
expressivo crescimento da geração distribuída, em especial da microgeração solar fotovoltaica. (REN ANEEL 482, 2012).

2.1.2 Mapeamento da geração distribuída no Brasil

A micro e mini geração distribuída de energia elétrica teve seu crescimento incentivado por ações regulatórias, tais como a que estabelece a possibilidade de compensação da energia excedente produzida por sistemas de menor porte. Segundo os dados do BEN 2021, no ano de 2020 a micro e mini geração distribuída atingiu 5.269 GWh com uma potência instalada de 4.768 MW, com destaque para a fonte solar fotovoltaica, com 4.764 GWh e 4.635 MW de geração e potência instalada respectivamente.

É possível observar na figura 3 que a micro e mini geração em 2020 apresentou um aumento de 137% em relação a 2019, sendo 90,4% dela a energia solar fotovoltaica a fonte predominante responsável pelo aumento registrado.

Figura 3 – Participação de cada fonte na geração distribuída em 2020.



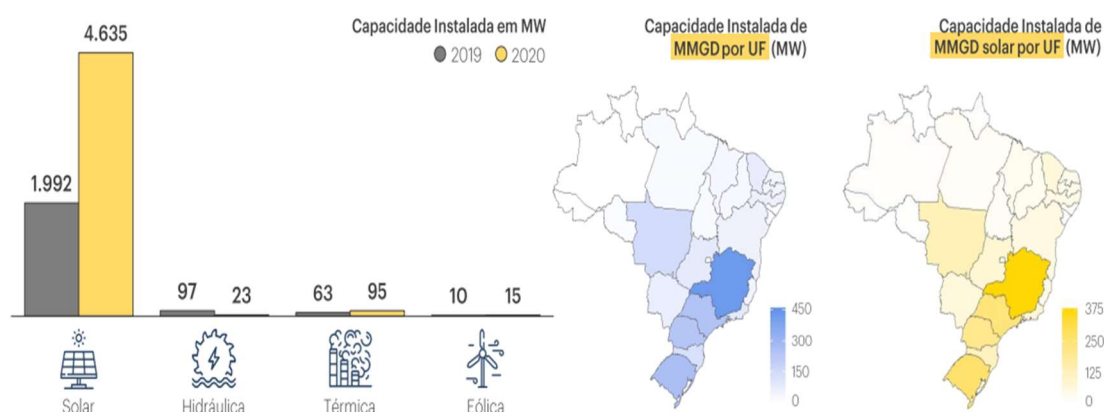
Fonte: BEN 2021, p. 46.

Embora a capacidade instalada de fontes térmicas e eólica tenham apresentado algum crescimento em 2020, a participação majoritária da energia fotovoltaica é que define atualmente o segmento da micro e mini geração no Brasil. O adicional de crescimento se concentrou no centro-sul do país conforme a figura 4,

influenciado pela expansão da fonte solar em unidades federativas como Minas Gerais, São Paulo, Santa Catarina, Rio Grande do Sul e Mato Grosso.

O estado de Minas Gerais foi o pioneiro na isenção do ICMS para unidades de GD, devido a isso o estado está na frente no número de conexões de rede, seguido por São Paulo, Rio Grande do Sul, Mato Grosso e Goiás (ANEEL/ABSOLAR, 2021).

Figura 4 – Capacidade instalada por Estado

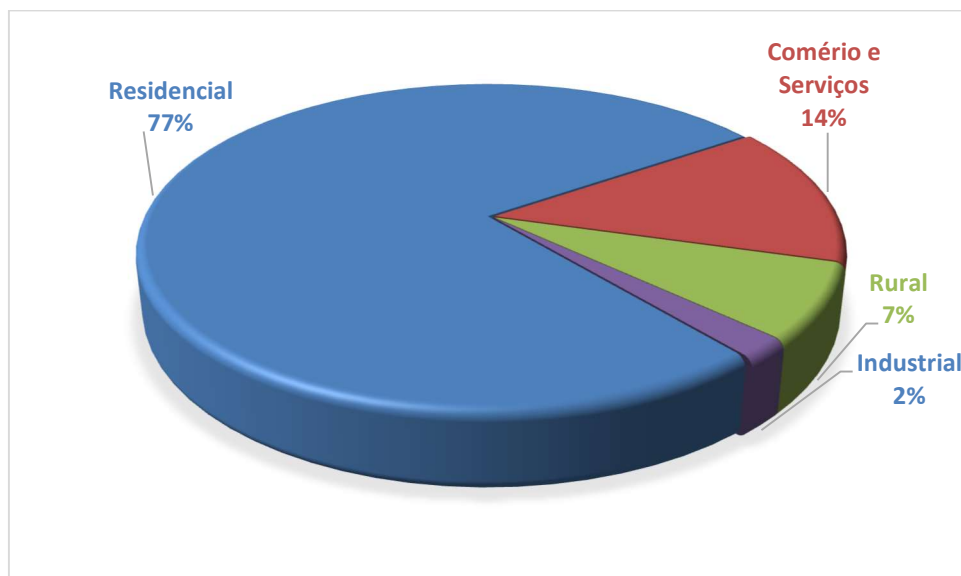


Fonte: BEN 2021, p. 49.

Ainda é possível observar, que nesse mesmo estudo energético, que a fonte eólica corresponde à 8,8% da matriz nacional e a fonte solar é somente 1,7%. Contudo, essa demanda da energia eólica não é representada na mini geração distribuída, em que o destaque foi dado para a energia solar fotovoltaica. A partir desses dados pode-se concluir que a energia eólica, apesar de ser uma fonte energética extremamente ecológica, não está sendo aplicada em uso doméstico e residencial, ou seja, em micro e mini geração distribuída.

A maioria das unidades que possuem microgeração compensam a energia na própria unidade. Segundo levantamento da ANEEL/ABSOLAR em 2021, os consumidores residenciais foram os que mais aderiram a geração distribuída no Brasil, representando uma parcela de 77% das Unidades Consumidoras (UCs) registradas na ANEEL. A figura 5 mostra a quantidade de UCs cadastradas de acordo com a classe de consumo.

Figura 5 – UC's distribuídas por classe de consumo de energia solar



Fonte: Adaptado pelo autor de ANEEL/ABSOLAR,2021.

2.2 SISTEMA DE GERAÇÃO FOTOVOLTAICO

A energia do sol é o recurso natural mais abundante e essencial para a vida, podendo ser aproveitada em diferentes níveis. Independentemente da localização geográfica, técnicas solares ativas podem utilizá-la através de coletores solares térmicos e das energias fotovoltaicas e solar concentradas, para converter a luz solar em resultados úteis como eletricidade ou calor (ATLAS SOLAR RS, 2018).

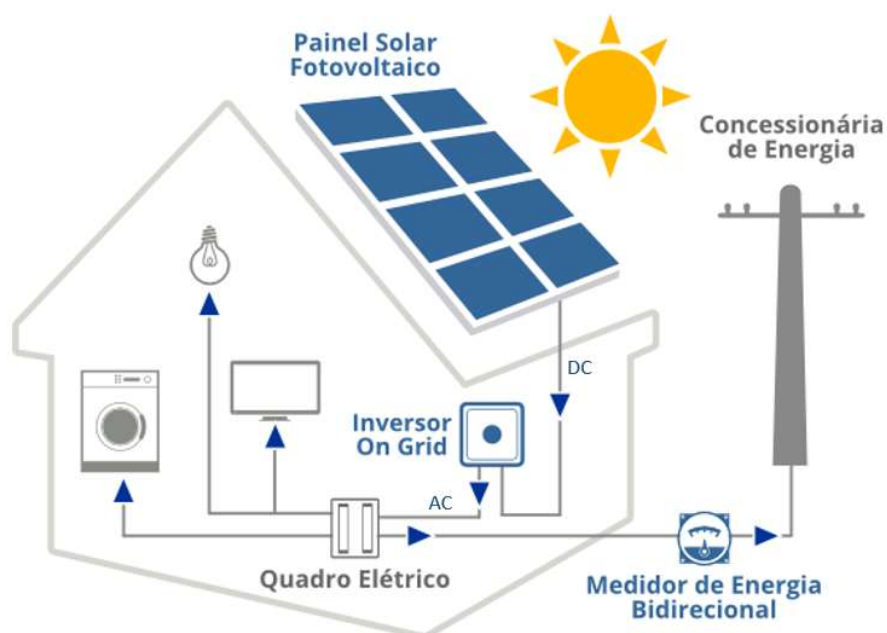
Um sistema fotovoltaico é constituído por diversos blocos. O primeiro é o bloco gerador, seguido por um bloco de condicionamento de potência e, opcionalmente, um bloco de armazenamento. O bloco gerador abrange os arranjos fotovoltaicos, constituídos por placas fotovoltaicas em diferentes associações, os cabos de interligação e os suportes. O bloco de condicionamento de potência pode ter conversores CC-CC, inversores, controladores de carga (se houver armazenamento) e outros dispositivos de proteção, supervisão e controle. Finalmente, o bloco de armazenamento é constituído por acumuladores elétricos (baterias) e/ou outras formas de armazenamento (PINHO; GALDINO, 2014).

Os sistemas também podem ser classificados em dois modelos, sistemas isolados da rede da concessionária (*off-grid*) ou conectados à rede (*on-grid*). Para o presente estudo, o sistema fotovoltaico será do tipo conectado à rede (*on-grid*) e dividido nos seguintes blocos:

- I. Bloco gerador composto pelos módulos fotovoltaicos, suportes e cabos;
- II. Bloco de condicionamento de potência composto pelo inversor de frequência;

A figura 6 ilustra o esquema de ligação a ser utilizado neste trabalho.

Figura 6 – Diagrama de geração fotovoltaica



Fonte: Solar Energy, modificado pelo autor, 2022.

2.2.1 Módulos fotovoltaicos

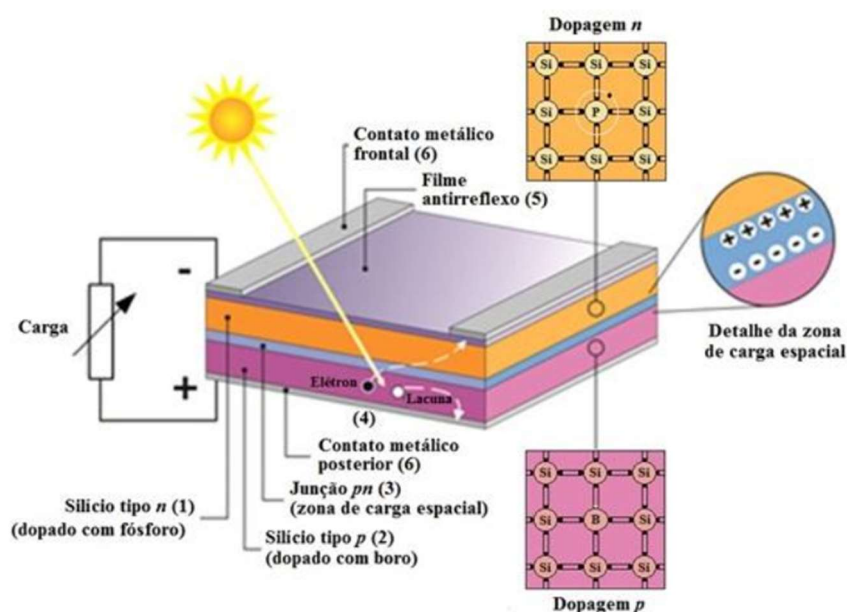
Um módulo fotovoltaico é composto pela associação de várias células, normalmente de silício, que são utilizadas para a captação da luz do sol, com a função de converter a luz solar em energia elétrica. De forma simplificada, o silício é um mal condutor elétrico por não possuir elétrons livres. Para alterar essa condição é utilizado o método de dopagem, que consiste em inserir impurezas no material

semicondutor. As dopagens podem ser do tipo n (contendo elementos penta valentes, que possuem cinco ligações em sua camada de valência, como Fósforo, Arsênio e Antimônio) ou do tipo p (elementos trivalentes, como Boro, Alumínio, Gálio e Índio) (PINHO; GALDINO, 2014, p.104).

Um campo elétrico é formado ao serem unidas as regiões pn, devido aos elétrons livres do silício tipo n que ocupam os vazios da estrutura do silício tipo p (PINHO; GALDINO, 2014, p.110). Quando a luz incide sobre a célula fotovoltaica, os fótons provenientes da luz colidem com os elétrons da estrutura do silício cedendo-lhes energia e transformando-os em condutores. Os elétrons são orientados e fluem da camada p para camada n, devido ao campo elétrico gerado pela junção pn.

Para completar a célula fotovoltaica, são ainda necessários um contato elétrico frontal (malha metálica) na região n, assim como um contato traseiro na região p. Se esses contatos forem conectados externamente por meio de um condutor, haverá uma circulação de elétrons (PINHO; GALDINO, 2014, p.114). A figura 7 mostra a estrutura física de uma junção pn de uma célula fotovoltaica.

Figura 7 – Estrutura básica de uma célula fotovoltaica de silício



Fonte: PINHO; GALDINO, 2014.

Os módulos fotovoltaicos são constituídos por um agrupamento de células fotovoltaicas conectadas em paralelo ou série, sendo a segunda conexão a mais comum. Tais agrupamentos são aplicados em função das baixas corrente e tensão geradas por uma única célula, tornando possível expandir a potência de geração do sistema (CRESESB, 2022). Logo, a implantação de um sistema fotovoltaico é dada a partir de um arranjo de painéis em série ou paralelo conectados a um inversor.

A potência de um arranjo de módulos fotovoltaicos é definida pelo produto da corrente pela tensão do arranjo em determinado ponto de operação. O conjunto de módulos ligados em série recebe o nome de *strings* (CANAL SOLAR, 2022). Um arranjo fotovoltaico pode ter uma ou várias *strings* ligadas em paralelo, a fim de se obter a tensão e a corrente desejada. Os arranjos são então conectados a entradas de MPPT (do inglês *Maximum Power Point Tracking*, ou Rastreamento do Ponto de Máxima Potência em português) do inversor de frequência.

De acordo com o Canal Solar (2022), é comum em projetos fotovoltaicos a instalação no mesmo inversor mais de um arranjo utilizando-se de conexões diretas ao equipamento. Porém, nos inversores tradicionais (com apenas 1 entrada de MPPT) os *strings* fotovoltaicos devem ter características idênticas para serem ligados simultaneamente ao inversor. Por outro lado, os inversores com múltiplas entradas de MPPT permitem a ligação de *strings* e arranjos com características distintas. Cada arranjo pode ter uma característica que depende da sua localização, do ângulo de instalação, do sombreamento, do número de módulos ligados em série, entre outras coisas.

O inversor com mais de uma entrada de MPPT é capaz de operar simultaneamente dois ou mais arranjos com características diferentes em seus pontos de máxima potência (CANAL SOLAR, 2022).

A figura 8 apresenta um exemplo de um sistema fotovoltaico conectado à rede.

Figura 8 – Representação de um sistema fotovoltaico conectado à rede



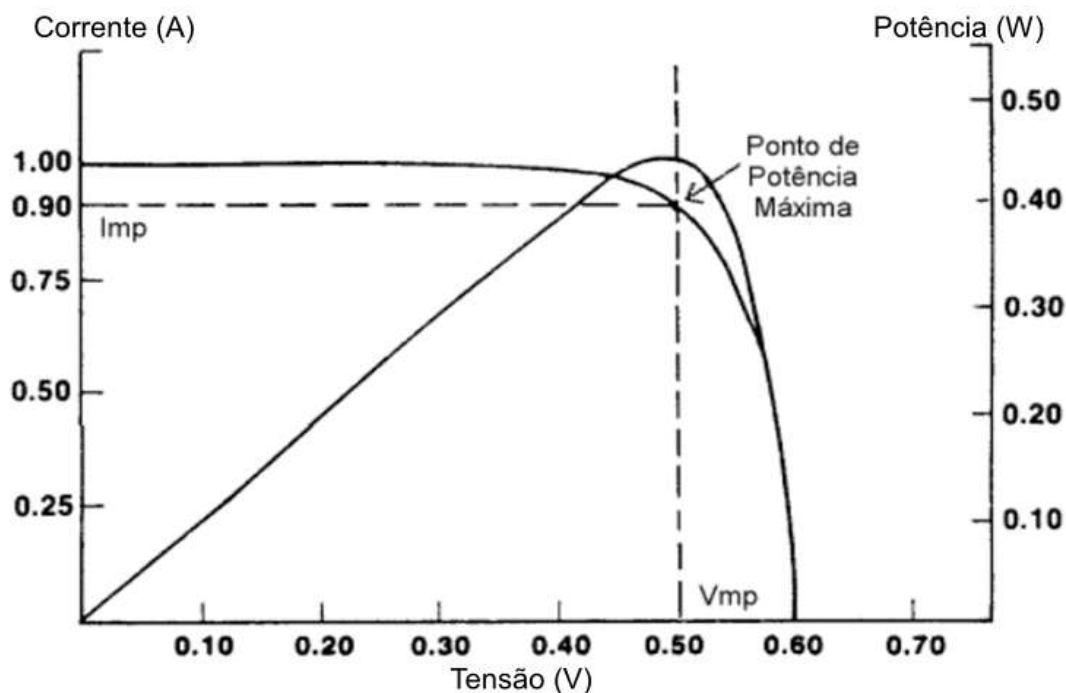
Fonte: Portal Solar, 2022.

Segundo PINHO e GALDINO (2014, p.115), os fatores que limitam a eficiência de conversão de uma célula fotovoltaica são:

- 1) reflexão na superfície frontal;
- 2) sombra proporcionada pela área da malha metálica na face frontal;
- 3) absorção nula de fótons de energia menor que do que o *gap* ($E_f < E_g$);
- 4) baixa probabilidade de coleta, pela junção pn, dos portadores de carga gerados fora da zona de carga espacial;
- 5) recombinação dos portadores de carga, isto é, o “reencontro” dos elétrons e lacunas em impurezas e defeitos do material;
- 6) resistência elétrica no dispositivo e nos contatos metal-semicondutor, bem como possíveis caminhos de fuga da corrente elétrica (resistência em paralelo).

O comportamento operacional de um módulo fotovoltaico genérico é determinado pelas curvas características de corrente em função da tensão (I vs. V) e de potência em função da tensão (P vs. V). A figura 9 apresenta um exemplo com as curvas características.

Figura 9 – Curvas características de um módulo fotovoltaico genérico



Fonte: CRESESB, 2022.

2.2.1.1 Dimensionamento dos módulos fotovoltaicos

A fim de dimensionar o número de módulos para um sistema fotovoltaico, é necessário ter conhecimento de alguns dados, dentre eles: localização da instalação para se avaliar o recurso solar, potência exigida pela carga e potência escolhida para os painéis solares. A expressão da estimativa de energia gerada pelo sistema fotovoltaico é dada conforme a equação 1.

$$W_{arranjo}(kWh) = HSP \times P_{painel} \times N \quad (1)$$

Em que:

$W_{arranjo}$ - Energia gerada pelo arranjo [kWh];

HSP - Horas de sol pleno por dia [kWh/m^2];

P_{painel} - Potência do painel escolhido [kW];

N - Número de painéis.

De acordo com Pinho e Galdino (2014, p.300), as horas de sol pleno (HSP) representam o número médio de horas diárias em que o sol brilha em sua potência máxima convencional, que é de $1 \text{ kW}/m^2$. Pode-se encontrar esse dado de forma

gratuita no site do CRESESB (2022) que contém os índices de radiação solar de todo território nacional tendo como base o Atlas Brasileiro de Energia Solar.

Contudo, alguns outros fatores interferem na geração do sistema, reduzindo assim a sua eficiência. Segundo TIEPOLO (2015, p.112), outros parâmetros complementares são importantes para determinação da estimativa da geração, dentre eles: Taxa de Desempenho (TD), Irradiância sob condições padrão de teste ($G_{stc} = 1.000 \text{ W/m}^2$) e inclinação/orientação do sistema fotovoltaico.

A Taxa de Desempenho (TD), é a relação entre a produtividade (kWh/kWp) e a quantidade de horas de sol a 1.000 W/m^2 (condição STC) incidentes no painel fotovoltaico. Em outras palavras, pode-se dizer que este valor representa a eficiência descontando as perdas existentes no sistema tais como: perdas nos inversores, nas conexões, e principalmente perdas devido à elevação da temperatura nos módulos devido à temperatura ambiente, entre outras perdas (TIEPOLO, 2015, p.112).

Quanto à inclinação e orientação dos módulos, um sistema fotovoltaico possui orientação ideal voltado para o norte verdadeiro (geográfico) e com inclinação correspondente à latitude local, sendo estas as condições ideais para se obter a irradiação máxima anual, e conseqüentemente na geração de energia elétrica (TIEPOLO, 2015, p.112). Um sistema que se orienta para o sul, por exemplo, tem sua eficiência reduzida de forma proporcional ao ângulo de orientação.

Para Tiepolo (2015, p.113), a equação que determina a quantidade de energia elétrica, em kWh, gerada pelo sistema fotovoltaico, incluindo as perdas mencionadas acima, é dada conforme a equação 2.

$$E_{CA}(kWh) = P_N \times \frac{H_T}{G} \times P_R \times F_S \quad (2)$$

Em que:

E_{CA} - Energia elétrica gerada estimada pelo sistema [kWh] (diária, mensal ou anual);

P_N - Potência nominal do conjunto de módulos [kWp];

H_T - Irradiação global efetiva incidente numa superfície de inclinação ótima, [kWh/m²] (diária, mensal ou anual);

G - Irradiância que determina a potência nominal dos módulos em condições padrão de teste, normalmente 1.000 W/m^2 ;

P_R - Taxa de Desempenho (TD) [%];

F_S - Perdas por sombreamento, sendo zero ("0") quando o sistema não recebe luz, e igual a um ("1") quando não houver sombra incidente sobre o sistema.

2.2.2 Inversor

O inversor solar é o equipamento usado para converter a energia gerada pelos painéis solares de corrente contínua (CC) em corrente alternada (CA), possibilitando o uso da energia elétrica gerada pela energia solar fotovoltaica.

O inversor solar conectado à rede (*on-grid*) é o modelo mais utilizado no mundo, sendo o inversor usado para conectar um sistema fotovoltaico à rede elétrica local, o qual é projetado para se desligar rapidamente da rede elétrica caso ela venha a ser desligada. O inversor solar desconectado da rede (*off-grid*) foi desenvolvido para sistemas fotovoltaicos que usam baterias e estão, normalmente, em regiões onde não se tem acesso à rede elétrica (PORTAL SOLAR, 2022).

2.2.2.1 Dimensionamento do inversor

O correto dimensionamento de um inversor depende da potência do gerador fotovoltaico (FV) e tecnologia e características elétricas do módulo escolhido para compor o gerador, características ambientais do local, além da topologia de instalação escolhida (ex.: inversor central, inversor descentralizado, microinversor, instalação interna ou externa etc.).

A potência nominal do inversor a ser utilizado no sistema fotovoltaico é determinada pelo Fator de Dimensionamento de Inversores (FDI). Segundo Pinho e Galdino (2014), esse fator consiste na razão entre a potência nominal do inversor e dos módulos e idealmente deve estar entre 0,75 a 0,85. Os fabricantes aconselham utilizar este fator porque os módulos dificilmente operam na potência nominal, visto que a irradiância se aproxima de 1 kW/m^2 perto das 12h00, mas raramente atinge este valor, e no restante das horas de sol fica abaixo disto (PINHO; GALDINO, 2014).

A equação que representa o FDI é expressa na equação 3.

$$FDI = \frac{P_{NCA}(W)}{P_{FV}(Wp)} \quad (3)$$

Em que:

FDI - Fator de dimensionamento do inversor [adimensional];

P_{NCA} - Potência nominal em corrente alternada do inversor [W];

P_{FV} - Potência de pico dos painéis fotovoltaicos [Wp];

2.3 SISTEMA DE GERAÇÃO EÓLICO

Micro e minigeradores eólicos são sistemas que geram eletricidade a partir da força dos ventos com potência suficiente para produzir energia para o abastecimento de pequenos consumidores, como residências, comércios ou, até mesmo, indústrias.

Sistemas eólicos de pequeno porte, como é o proposto para esse trabalho, são mais próximos do solo do que os grandes aerogeradores. Devido a isso, o terreno e o entorno da edificação deverão ser analisados antes de definir-se o local exato da instalação. Desse modo, será possível identificar obstáculos que possam influenciar o comportamento dos ventos (SCHEIDT, 2022).

De modo geral, a velocidade do vento aumenta com a altura, e depende do que está construído nos arredores. Nas alturas mais baixas, ela é afetada pela fricção do vento com a superfície terrestre. Bosques ou áreas urbanas densas, por exemplo, podem abrandar muito o vento, enquanto áreas abertas, como lagoas, têm influência quase nula. Por isso, aerogeradores são normalmente instalados em torres elevadas ou no topo de edificações, mantendo-se distantes de outros edifícios, árvores e eventuais obstáculos (SCHEIDT, 2022).

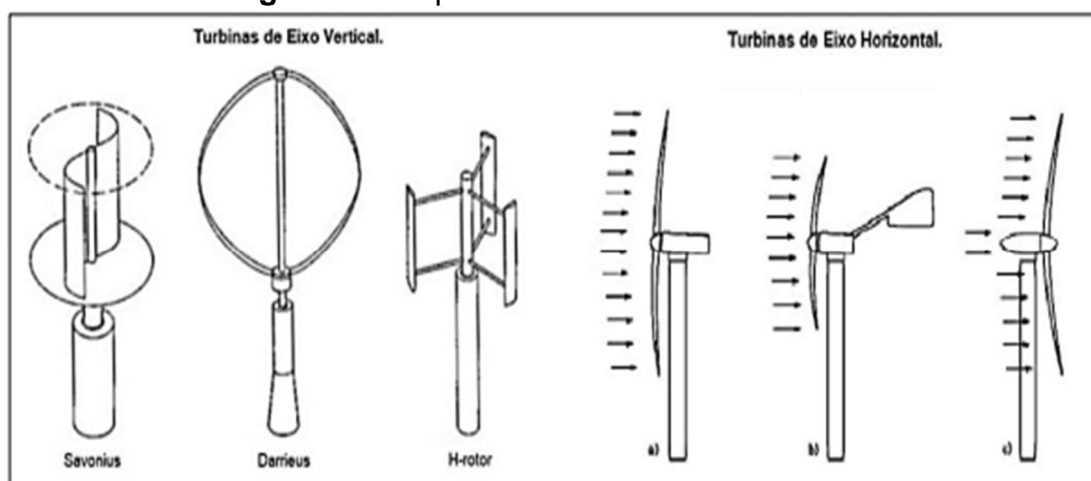
Segundo Purificação e Fonte (2012), o sistema de geração eólico pode ser dividido em três partes: o rotor com as pás, a nacelle e a torre. O rotor geralmente apresenta um conjunto de três pás, podendo ter controle passivo ou ativo das mesmas para operar numa determinada rotação. Na maioria das máquinas, o eixo

que transmite o conjugado das pás apresenta uma velocidade de rotação baixa, sendo necessário aumentar a rotação utilizando um multiplicador de velocidades de engrenagens. Logo após o multiplicador é conectado o gerador elétrico que transforma a energia mecânica em elétrica. A nacelle é composta pelo gerador elétrico, caixa multiplicadora de velocidades, eixos, mancais, mecanismos de giro da turbina e também o sistema de freios.

Os geradores elétricos podem ser assíncronos ou de indução que são apropriados para trabalhar com rotação constante, ou gerador síncronos utilizado em sistemas com rotação variável.

2.3.1 Classificação das turbinas eólicas

Quanto a classificação, turbinas eólicas podem ser agrupadas de acordo com a posição do rotor. Deste modo, as turbinas eólicas podem ser horizontais ou verticais conforme demonstrados na figura 10. As Turbinas Eólicas de Eixo Horizontal (TEEH) precisam constantemente se alinhar com o vento, usando algum mecanismo de ajuste, podendo ser mecânico ou eletrônico, e com isso ajusta a posição do rotor para capturar o máximo de energia eólica disponível. Já as Turbinas Eólicas de Eixo Vertical (TEEV) são mais robustas, sendo compatíveis com os projetos para serem instalados em topos de prédios, assim como, esteticamente, são preferidas por arquitetos e usuários (PURIFICAÇÃO; FONTE, 2012, p. 37). Além de aproveitarem melhor as condições de vento turbulento existente no topo de prédios, seu nível de segurança é maior por possuírem vibrações reduzidas.

Figura 10 – Tipos de turbinas eólicas

Fonte: Adaptado pelo autor de SCHEIDT, 2022.

Segundo SCHEIDT (2022), seguem algumas características resumidas dos tipos de turbinas eólicas:

- I. Rotor Savonius: Aero gerador com o rotor em eixo vertical que possui duas pás onduladas, em formato de “S”. Começa a gerar energia com pouco vento e possui a capacidade de suportar melhor ventos turbulentos. Ideal para áreas urbanas pois é muito silencioso. Este tipo, contudo, possui uma potência baixa.
- II. Rotor Darrieus: Aero gerador com rotor em eixo vertical e pás arqueadas. Disponível em níveis de potência maiores e aplicável em áreas urbanas, porém são muito ruidosos. Geralmente é mais caro que outros tipos por necessitar de sistema de aceleração inicial.
- III. Rotor H-Darrieus: Aero gerador com rotor em eixo vertical e pás verticais posicionadas em paralelo. Possui uma eficiência maior do que o modelo Darrieus. Modelos com motores sem núcleo não precisam de sistema de aceleração inicial e são mais silenciosos.
- IV. Rotor Horizontal: Aero gerador com o rotor em eixo horizontal que possui três ou mais pás. São mais eficientes entre todos os tipos de micro geradores eólicos, quando opera em condições de vento sem muitas mudanças de direção. Sem sistema de controle das

pás ou eixo interno, pode ser mais ruidoso que outros tipos. Inadequado para locais com ventos turbulentos.

2.3.1.1 Dimensionamento da turbina eólica

Para dimensionar um aerogerador eólico, é necessário obter alguns dados, dentre eles: os dados do potencial eólico na região, incluindo média de ventos e nível de turbulência (variação da direção de vento); nível de ruído admitido pelo gerador e demanda energética que o sistema precisa suprir. Os dados do potencial eólico podem ser encontrados de forma gratuita no site do CRESESB (2022) que contém as médias anuais de vento de todo território nacional tendo como base o Atlas do Potencial Eólico Brasileiro.

Contudo, o Atlas está desenhado para sistemas eólicos de grande porte, que normalmente têm mais de 50 metros de altura, enquanto microgeradores eólicos geralmente possuem entre 10 e 40 metros. O vento pode variar muito conforme a altura, por isso não é possível se basear apenas no Atlas para dimensionar o sistema (SCHEIDT, 2022).

Para se obter de forma precisa a média de vento no local da instalação, o ideal é medir em alturas diferentes, para observar alterações na velocidade do vento e avaliar a influência de edifícios e outros obstáculos do entorno. O recomendado é ter dados da velocidade dos ventos durante um ano inteiro, para considerar as oscilações das estações do ano (SCHEIDT, 2022).

Entretanto, de acordo com Tibola (2009), é possível de se corrigir o valor da velocidade do vento medido a certa altura, para se projetar a altura ideal para instalar uma turbina. Uma expressão prática é apresentada na equação 4 (TIBOLA, 2009).

$$V = V_0 \times \left(\frac{h}{h_0}\right)^n \quad (4)$$

Em que:

n - Fator de rugosidade do terreno, que varia de 0,1 (terrenos lisos) a 0,3 (zonas urbanas), usualmente adotado como 0,14 para atmosferas estáveis;

V - Velocidade do vento na altura desejada [m/s];

V_0 - Velocidade do vento obtida por medição [m/s];

h_0 - Altura onde se mediu a velocidade do vento [m];

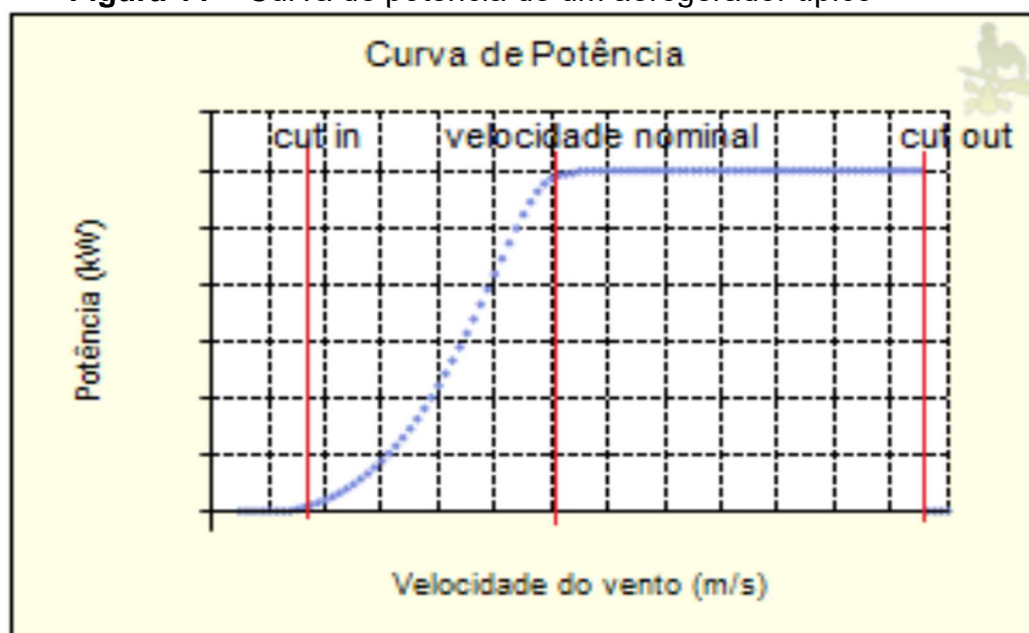
h - Altura desejada [m];

Os dados referentes a velocidades médias de vento de Porto Alegre também podem ser encontrados de forma gratuita no site do WEATHER SPARK, em área ampla a 10 metros acima do solo. Além disso, por esse site é possível visualizar também a média anual da direção do vento na cidade de Porto Alegre.

Em áreas urbanas, principalmente no alto de edifícios, a variação da direção do vento ocorre com frequência. Como as Turbinas Eólicas Horizontais (TEEH) dependem do alinhamento com a direção do vento para obter a máxima eficiência, percebe-se logo a sua desvantagem em relação às Turbinas Eólicas Verticais (TEEV) para este tipo de aplicação (PURIFICAÇÃO; FONTE, 2012, p. 37). Quanto ao nível de ruído, as TEEV normalmente também levam a vantagem por serem mais silenciosas, principalmente se o local de instalação for um telhado de uma residência.

Outro fator a se considerar na escolha do aerogerador é a curva de potência. Embora a qualquer velocidade de vento exista energia cinética, os geradores eólicos operam a partir de uma dada velocidade mínima para que haja aproveitamento da energia eólica para a geração de eletricidade, e deixam de operar a uma velocidade máxima para evitar danos à sua estrutura. Velocidades essas denominadas de velocidade de partida (*cut-in*), e velocidade de corte (*cut-out*), respectivamente (TOLMASQUIM, 2016, p. 252). A figura 11 ilustra uma curva típica de um aerogerador. A melhor região situa-se entre a velocidade nominal e *cut-out*, onde o aerogerador gera eletricidade na sua potência nominal. Gerar sempre nesta região seria o ideal de funcionamento, pois além de não haver variações de geração, sempre se disponibilizaria o máximo da máquina.

Figura 11 – Curva de potência de um aerogerador típico



Fonte: Tolmasquim, Empresa de Pesquisa Energética - EPE (2016)

2.4 MÉTODO PARA CALCULAR O RETORNO DE INVESTIMENTO

Existem na engenharia econômica diversos métodos para se analisar o retorno sobre os investimentos. Porém alguns métodos mais simples não são tão efetivos, pois não consideram a depreciação do dinheiro ao passar do tempo. Nesse trabalho será utilizado a Taxa Interna de Retorno (TIR), que é definida como a taxa de juros que torna nulo o valor presente de um fluxo de caixa. A taxa é medida em percentual e mostra a rentabilidade de um investimento comparado com aplicações financeiras (PUCCINI, 2011, p. 90). Para um projeto ser considerado viável no ponto de vista econômico, a TIR deve ser maior que a Taxa Mínima de Atratividade (TMA) (PUCCINI, 2011, p. 164). Essa taxa representa o mínimo retorno financeiro em percentual que um investidor exige para aceitar um novo investimento, e no Brasil é muito comum utilizar a taxa SELIC (Sistema Especial de Liquidação e Custódia) como base para a TMA.

Para chegar até a equação do TIR, antes é necessário entender o Valor Presente Líquido (VPL). O VPL nada mais é do que é a soma algébrica dos valores presentes de todos os componentes do fluxo de caixa (a soma dos valores

presentes das entradas de caixa menos a soma dos valores presentes das saídas de caixa). A taxa de desconto a ser utilizada nos cálculos é a TMA escolhida para o projeto. Esse método permite trazer para a data presente os valores de fluxo de caixa previstos utilizando a TMA. A equação 5 apresenta como é feito o cálculo do VPL (PUCCINI, 2011, p. 166).

$$VPL = \sum_{n=0}^{n=N} \frac{FC_t}{(1+TMA)^n} \quad (5)$$

Em que:

N - Quantidade de períodos em que se deseja;

FC_t - Fluxo de caixa de entrada esperados no período N ;

TMA - Taxa mínima de atratividade escolhida.

O fluxo de caixa apresenta os investimentos e retornos de um projeto. No caso de um projeto de microgeração híbrida os retornos são representados pela projeção da redução dos gastos com energia elétrica. O período depende dos lançamentos do fluxo de caixa, no caso de uma fatura de energia elétrica o período é de um mês. O fluxo de caixa no período zero é igual à soma dos investimentos iniciais. Quando a equação do VPL é igualada a zero ela resulta na TIR como mostra a equação 6 (PUCCINI, 2011, p. 166).

$$\left[\sum_{n=0}^{n=N} \frac{FC_t}{(1+TMA)^n} \right] - PV = 0 \quad (6)$$

Em que:

N - Quantidade de períodos em que se deseja;

FC_t - Fluxo de caixa de entrada esperados no período N ;

TMA - Taxa mínima de atratividade escolhida;

PV - Investimento inicial.

3 ESTUDO DE CASO E METODOLOGIA

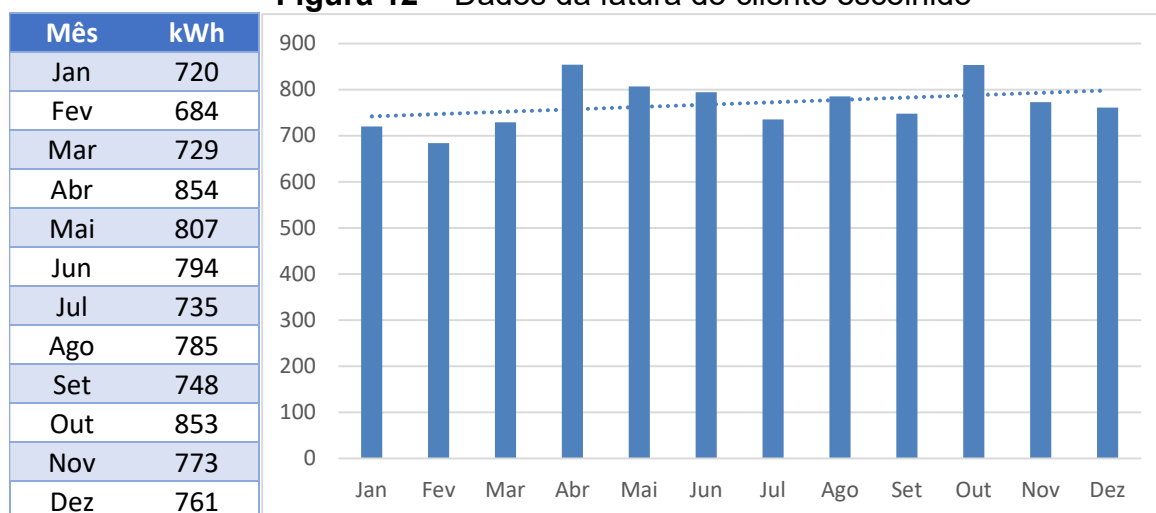
Para o estudo de caso desse projeto, inicialmente será escolhido um cliente da empresa de energias renováveis VALENCIA ENERGIA para o desenvolvimento do estudo. Será avaliado o consumo anual do cliente e realizado um cálculo para dimensionar um sistema puramente fotovoltaico para atender a demanda do cliente. Posteriormente será executado um novo dimensionamento para instalação de um sistema híbrido, utilizando um aerogerador juntamente com placas fotovoltaicas simultaneamente, para atender a demanda do cliente. Os dois sistemas serão orçados e será determinado o retorno estimado dos investimentos.

3.1 ESCOLHA DO CLIENTE PARA O ESTUDO

O estudo de caso realizado nesse trabalho, utilizou um cliente da EMPRESA VALENCIA ENERGIA no bairro Partenon da cidade de Porto Alegre, com o sistema de geração solar já instalado. Trata-se de um prédio residencial de aproximadamente 30 metros de altura com 20 apartamentos e serviço de condomínio. O sistema fotovoltaico foi instalado no medidor de serviço, a fim de reduzir o valor da fatura do condomínio.

O cliente foi escolhido por possuir uma fatura que representa um valor médio comercial/residencial de grande parte dos sistemas de microgeração distribuída já instalados pela empresa, além de estar próximo de uma das bases de medição de vento da WINDFINDER, o que torna os dados de medição de vento mais precisos. A figura 12 contém os dados extraídos da fatura do cliente, onde é possível observar que existe uma constância muito linear no consumo. Extraíndo-se a mediana dos valores da fatura disponibilizada, estima-se um consumo médio mensal de 770,25 kWh, ou uma média de 25,32 kWh por dia.

Vale lembrar que a média pode aumentar ao longo dos anos, dependendo de diversos fatores como implementação de novos equipamentos ou incrementação de iluminações no condomínio.

Figura 12 – Dados da fatura do cliente escolhido

Fonte: o Autor, 2022.

3.2 DIMENSIONAMENTO DO SISTEMA FOTOVOLTAICO

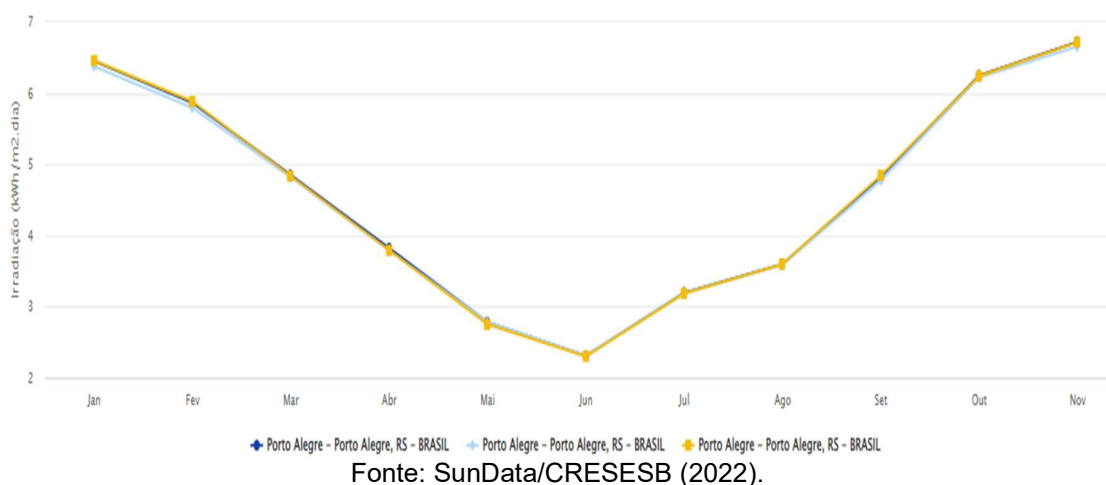
3.2.1 Determinação da Irradiação solar média

Conforme a seção 2.2.1.1, para dimensionar o sistema fotovoltaico é necessário ter conhecimento da irradiação solar do local. Inserindo os valores das coordenadas geográficas do cliente escolhido no sistema de dados *SunData v 3.0* são encontradas medições da irradiação em 3 localidades próximas à propriedade. O quadro 1 contém os dados da localidade mais próxima do cliente, gerando-se gráficos da irradiação solar diária média mostrados na figura 13.

Quadro 1 – Irradiação média horizontal

Ângulo	Incl.	Irradiação solar diária média mensal [kWh/m ² .dia]													
		Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Média	Delta
Horizontal	0° N	6,5	5,9	4,8	3,8	2,8	2,3	2,5	3,2	3,6	4,84	6,24	6,71	4,43	4,41
Igual a lat.	30° N	5,7	5,6	5,1	4,6	3,7	3,3	3,5	4	3,9	4,77	5,64	5,83	4,64	2,57
Maior média ano	22° N	6	5,8	5,2	4,5	3,5	3,1	3,3	3,9	3,9	4,88	5,9	6,16	4,67	3,1
Mínimo mensal	50° N	4,7	4,9	4,8	4,6	3,9	3,5	3,7	4,1	3,7	4,23	4,7	4,71	4,29	1,35

Fonte: SunData/CRESESB (2022).

Figura 13 – Gráfico da Irradiação Solar no Plano Horizontal

Conforme o quadro 1, pode-se obter diversas médias ao ano de acordo com a inclinação diferente dos módulos. Para dimensionamento do sistema fotovoltaico deste trabalho será usado a média na inclinação ideal de 22° N, obtendo-se desta forma a irradiação solar média $H_t = 4,67 \frac{kW}{m^2}$ dia.

3.2.2 Determinação da potência do conjunto

Para determinação da potência total do conjunto, foi utilizado o consumo médio diário do cliente conforme visto em 3.1, de 25,32 kWh por dia com uma projeção de crescimento de 10%, totalizando 27,85 kWh por dia.

Já a equação para se definir a energia elétrica gerada por um sistema fotovoltaico com perdas pode ser expressa pela equação 2. Contudo, a variável de interesse é a potência necessária do sistema, então isolando-se a variável P_N temos (TIEPOLO, 2015, p.112).

$$P_N = \frac{E_{CA} \times G}{H_T \times P_R \times F_S} \quad (7)$$

Em que:

E_{CA} - Energia elétrica gerada estimada pelo sistema [kWh] (diária);

P_N - Potência nominal do conjunto de módulos [kWp];

H_T - Irradiação global efetiva incidente numa superfície de inclinação ótima, [kWh/m²] (diária);

G - Irradiância que determina a potência nominal dos módulos em condições padrão de teste, normalmente 1.000 W/m^2 ;

P_R - Taxa de Desempenho (TD) [%];

F_S - Perdas por sombreamento, sendo zero ("0") quando o sistema não recebe luz, e igual a um ("1") quando não houver sombra incidente sobre o sistema (TIEPOLO, 2015, p.112).

Segundo Tiepolo (2015), a potência necessária para suprir o cliente é dada pela variável P_N , e ainda, a Taxa de Desempenho (TD) do sistema normalmente varia de 75% a 90%, podendo chegar em 90% quando os módulos são devidamente otimizados, utilizando-se tecnologias de alta eficiência. Como valor médio, foi adotado uma TD de 80% para este trabalho, considerando-se que os módulos possuam irradiação suficiente para que operem em sua potência nominal ($G = 1 \text{ kW/m}^2$). Para o fator de perdas por sombreamento foi utilizado o fator igual a 1, ou seja, estas foram desconsideradas. Com esses parâmetros, foi obtida a potência necessária conforme,

$$P_N = \frac{27,85 \times 1}{4,67 \times 0,8 \times 1} = 7,454 \text{ kWp} \quad (8)$$

3.2.3 Determinação do módulo fotovoltaico

Para determinar o módulo fotovoltaico a ser utilizado, foi realizada uma consulta de mercado, considerando a disponibilidade dos fornecedores. Ressalta-se que atualmente (fevereiro, 2022) existe uma grande demanda e escassez de diversos produtos fotovoltaicos no mercado. Segundo a empresa de instalações fotovoltaicas VALENCIA ENERGIA, os módulos disponíveis com maior custo benefício, considerando garantia, potência e eficiência, são os módulos da empresa Canadian Solar, modelo CS3W – 450MS de 450 W.

Para se obter o número de módulos a serem utilizados na simulação, foi calculada a razão entre a potência nominal do conjunto e a potência nominal de cada módulo, no caso escolhido 450 Wp. A equação 9, demonstra o resultado obtido.

$$N_{\text{módulo}} = \frac{P_N}{P_{\text{módulo}}} = \frac{7,45 \times 1000}{450} = 16,56 \cong 17 \text{ módulos} \quad (9)$$

Em que:

$N_{\text{módulo}}$ – Número total de módulos;

P_N - Potência nominal do conjunto de módulos [Wp];

$P_{\text{módulo}}$ – Potência individual de cada módulo [Wp].

Conforme o resultado obtido em (9), serão necessários 17 módulos Canadian Solar, modelo CS3W – 450MS, para suprir a necessidade total do cliente, totalizando assim uma potência nominal do sistema de 7,65 kWp. Será realizada uma análise financeira considerando o sistema totalmente solar e posteriormente uma nova análise diminuindo-se o número de módulos e adicionando-se uma turbina eólica. As características extraídas do *datasheet* referente ao módulo escolhido, se encontram no quadro 2.

Quadro 2 – Características do módulo CS3W-450MS

Dados elétricos	CS3W 450MS
Potência Máxima Nominal (Pmax)	450 W
Tensão operacional (Vmp)	41,1 V
Corrente Operacional (Imp)	10,96 A
Tensão de circuito aberto (Voc)	49,1 V
Corrente de curto-circuito (Isc)	11,60 A
Eficiência do módulo	20,40%
Temperatura de operação	-40°C ~ + 85°C
Tensão máxima do sistema	1500 V (IEC/UL) ou 1000 V (IEC/UL)
Desempenho do módulo	Tipo 1 (UL 1703) ou Class C (IEC 61730)
Classificação do fusível máximo da série	20A
Classificação da aplicação	Classe A
Potência de tolerância	0~ + 10 W

Fonte: *Datasheet* Canadian Solar, 2022.

3.2.4 Determinação do Inversor

Conforme visto em 2.2.2.1, a potência nominal do inversor a ser utilizado no sistema fotovoltaico é determinada pelo Fator de Dimensionamento de Inversores (FDI). Segundo Pinho e Galdino (2014), esse fator consiste na razão entre a potência nominal do inversor e dos módulos, e idealmente deve estar entre 0,75 a 0,85. De acordo com essa premissa, a equação 10 é utilizada para determinar a potência ideal do inversor (PINHO; GALDINO, 2014).

$$P_{Inversor} = FDI \times P_{FV} \quad (10)$$

Em que:

$P_{Inversor}$ – Potencia nominal do inversor [kW];

P_{FV} - Potência nominal do sistema fotovoltaico [kWp];

FDI – Fator de dimensionamento do inversor.

Sendo assim:

$$\begin{aligned} \text{Mínimo } [0,75 \times 7,65] < P_{Inversor} < [0,85 \times 7,65] \text{ Máximo} \\ 5,73 \text{ kW} < P_{Inversor} < 6,5 \text{ kW} \end{aligned}$$

Utilizando a faixa ideal do inversor e analisando-se os inversores disponíveis no mercado, o inversor que trouxe um melhor custo-benefício foi o inversor FRONIUS Primo 6.0-1, de 6 kW, monofásico. Os inversores da FRONIUS possuem uma excelente qualidade e durabilidade, além de atuarem a anos no mercado de energia solar. As características extraídas do *datasheet* referente ao inversor escolhido, se encontram no quadro 3.

Quadro 3 – Características do inversor FRONIUS Primo 6.0-1

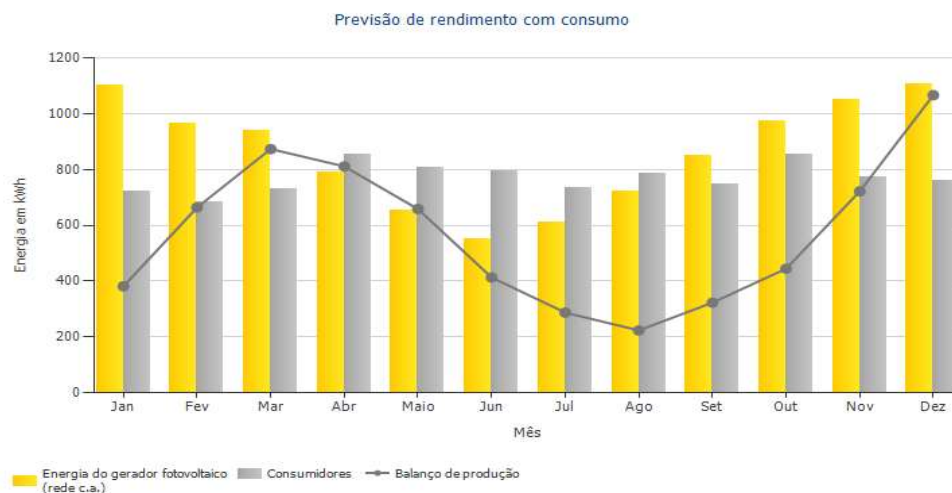
Dados de entrada	Primo 6.0-1
Corrente de entrada máx (Icc máx 1/Icc máx 2)	18.0 A/18.0 A
Corrente de curto-circuito máx (MPP1/MPP2)	27.0 A/27.0 A
Tensão inicial de operação (Ucc start)	80 V
Tensão de entrada máxima (Ucc máx)	1000 V
Faixa de tensão MPP	240-800 V
Número de rastreadores MPP	2
Número de entradas CC	2+2
Potência máx. dos módulos (Pcc máx)	9 kWp
Dados de saída	Primo 6.0-1
Potência nominal CA (Pca,r)	6000 W
Potência de saída máxima	6000 VA
Corrente nominal de saída CA (Ica nom)	26.1 A
Conexão a rede (faixa de tensão)	1-NPE 220 V/230 V
Frequência nominal	50 Hz / 60 Hz (45-65 Hz)
Distorção harmônica total	< 5%
Fator de potência	0.85 - 1 ind/cap.

Fonte: *Datasheet* FRONIUS, 2022.

A escolha da melhor configuração para se conectar os módulos no inversor, foi feita através do uso do *software* PVSOL Premium. Com o uso do programa, foi possível alocar os módulos e realizar simulações de configurações de conexão ao inversor. Os módulos foram alocados no telhado do edifício conforme a figura 14, todos conectados em uma *string* em série e interligados a MPPT do inversor.

Figura 14 – Alocação de módulos no telhado do cliente

Fonte: Simulação através do *Software* PVSOL Premium, 2022.

Figura 15 – Geração x Consumo do cliente

Fonte: *Software PVSOL Premium*, 2022.

Através do *software*, também foi realizado a simulação da geração do sistema fotovoltaico, considerando com mais precisão as perdas de cabeamento, orientação/inclinação e sombreamento que antes foram estimadas. Com os resultados obtidos de geração mensal da figura 15, é possível observar que durante os meses de verão a geração é superior ao consumo do cliente, o que resulta em uma injeção de energia excedente na rede da concessionária. A situação é revertida gradativamente até a chegada do período de inverno, em que o consumo se torna superior a geração. Durante esse período de baixo desempenho, o cliente utiliza os créditos obtidos na concessionária que foram injetados durante os meses verão.

3.3 DIMENSIONAMENTO DO SISTEMA EÓLICO

3.3.1 Determinação da velocidade média de vento

A avaliação de vento de uma região é fundamental para a utilização do recurso eólico, pois o relevo influencia na distribuição e frequência dos ventos, assim como sua velocidade em uma determinada região. Os dados do potencial eólico podem ser encontrados de forma gratuita no site do CRESESB (2022) que contém as médias anuais de vento de todo território nacional tendo como base o Atlas do

Potencial Eólico Brasileiro. Inserindo os valores das coordenadas geográficas do cliente escolhido no sistema de dados são encontrados os valores médios de vento conforme no quadro 4.

Quadro 4 – Velocidade média de vento em Porto Alegre

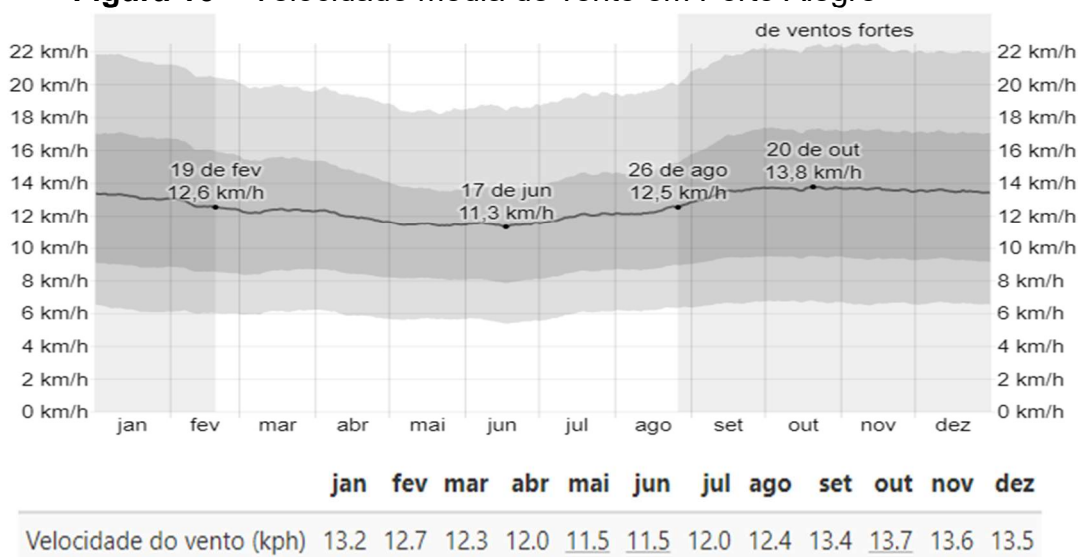
Atlas do Potencial Eólico Brasileiro		Dados de vento a 50 m de Altura				
Grandeza	Unidade	Dez-Fev	Mar-Mai	Jun-Ago	Set-Nov	Anual
velocidade média do vento	m/s	5,06	4,87	5,03	5,13	5,02
fator c		5,71	5,5	5,68	5,79	5,67
fator k		2,32	2,1	2,16	2,33	2,24
densidade de potência	W/m ²	133	129	138	138	135

Fonte: Potencial Eólico/CRESESB (2022).

Contudo, como visto na seção 2.3.1.1 o Atlas está desenhado para sistemas eólicos de grande porte, que normalmente têm mais de 50 metros de altura, enquanto o microgerador desta simulação tem aproximadamente 30 metros. O vento pode variar muito conforme a altura, por isso não é possível se basear apenas no Atlas para dimensionar o sistema.

A fim de aprimorar os dados, também foi analisado os dados da WEATHER SPARK para a região de Porto Alegre. Os dados obtidos são de um vetor médio de vento (velocidade e direção) em área ampla a 10 metros acima do solo. Entretanto, a sensação de vento em um determinado local é altamente dependente da topografia local e de outros fatores. A figura 16 mostra as médias de vento para Porto Alegre.

Figura 16 – Velocidade média de vento em Porto Alegre



Fonte: WeatherSpark.com, 2022.

Segundo o site WEATHERSPARK (2022), a época de mais ventos no ano dura 5,8 meses, de 26 de agosto a 19 de fevereiro, com velocidades médias do vento acima de 12,5 quilômetros por hora. O mês de ventos mais fortes em Porto Alegre é outubro, com 13,7 quilômetros por hora de velocidade média horária do vento. A média anual de ventos em Porto Alegre, em metros por segundo, é de 3,51 m/s, a uma altura de 10 metros do solo. Para essa simulação, o aerogerador será instalado a uma altura de aproximadamente 30 metros do solo, portanto tem-se que a informação dos ventos a 10 metros pelo site do WEATHERSPARK e a 50 metros pelo Atlas do Potencial Eólico Brasileiro. Contudo, como visto em 2.3.1.1, através da equação 4 é possível estimar a velocidade do vento em alturas diferentes. Para se determinar a rugosidade do terreno n , foram usadas as duas velocidades médias obtidas e as duas alturas diferentes. Isolando a variável n na equação 4 e inserindo os valores temos que:

$$n = \frac{\log\left(\frac{V}{v_0}\right)}{\log\left(\frac{h}{h_0}\right)} = \frac{\log\left(\frac{5,02}{3,51}\right)}{\log\left(\frac{50}{10}\right)} = 0,222 \quad (11)$$

Em que:

n - Fator de rugosidade do terreno;

V - Velocidade do vento na altura de 50 metros, sendo 5,02 m/s;

V_0 - Velocidade do vento na altura de 10 metros, sendo 3,51 m/s;

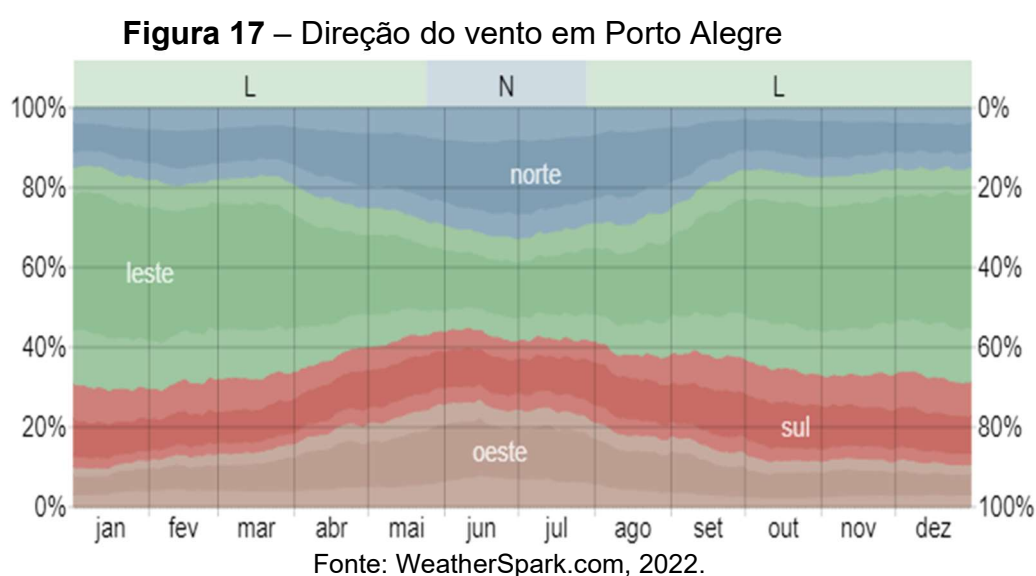
h_0 - Altura medida, sendo 10 m;

h - Altura medida, sendo 50 m.

A rugosidade obtida conforme a equação 11 foi de 0,222, sendo o valor de 0,1 para terrenos lisos e 0,3 para zonas urbanas. Logo, podemos utilizar a equação 4 para determinar a velocidade média do vento a uma altura de 30 metros. A equação 12 demonstra o resultado obtido.

$$V = V_0 \times \left(\frac{h}{h_0}\right)^n = 3,51 \times \left(\frac{30}{10}\right)^{0,222} = 4,48 \text{ m/s} \quad (12)$$

Ainda segundo o site WEATHERSPARK (2022), é possível estimar a direção média horária predominante do vento em Porto Alegre durante o ano. As informações obtidas através do site podem ser observadas na figura 17. O vento mais frequente vem do leste durante 9,9 meses, de 28 de julho a 24 de maio, com porcentagem máxima de 54% em 1 de janeiro. Porém também tem-se vento norte durante 2,1 meses, de 24 de maio a 28 de julho, com porcentagem máxima de 33% em 30 de junho. Pode-se concluir que o ponto leste é a direção onde há a predominância de vento, sendo que existe variações ao longo do ano.



3.3.2 Determinação do aerogerador

Para o dimensionamento do aerogerador, tem-se como premissas os dados já estudados na seção 3.3.1, ou seja, velocidade média do vento de 4,48 m/s e direção predominante do vento leste. Tem-se como objetivo a escolha de um aerogerador que tenha eficiência elevada considerando as condições definidas.

Foram analisados vários catálogos e sites nacionais para busca do gerador eólico ideal, porém não foi encontrada uma turbina que opere com velocidade de vento nominal inferior a 5 m/s. Tendo em vista essa adversidade, buscou-se determinar uma turbina que possui uma boa eficiência com velocidade reduzida, levando em consideração os aspectos econômicos do custo deste gerador.

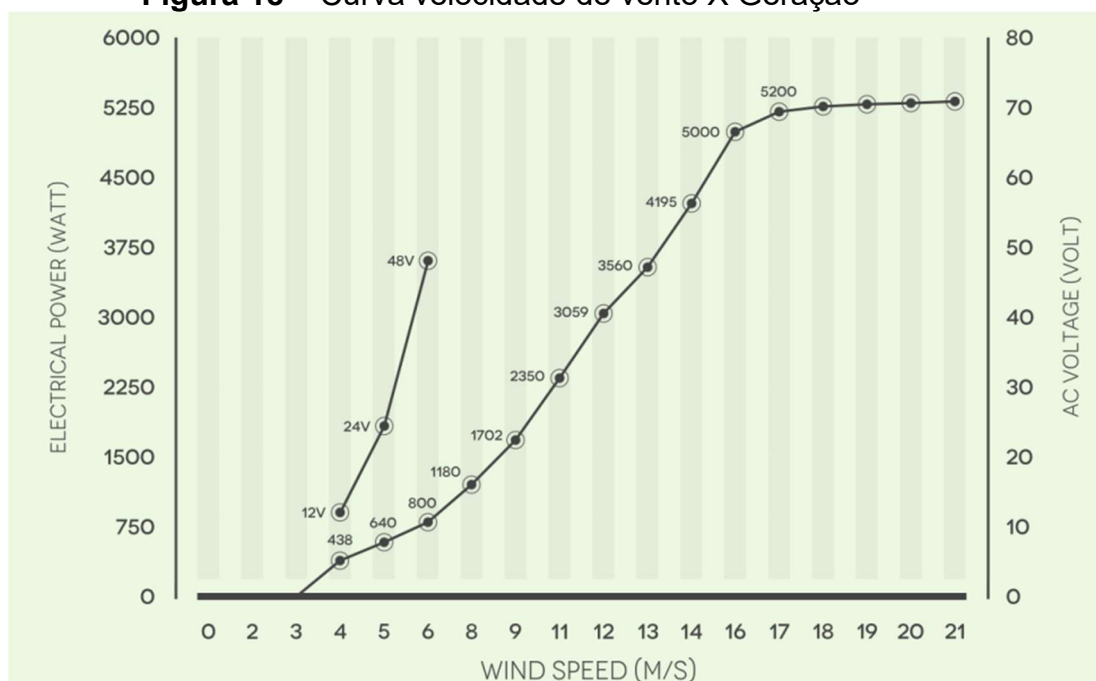
Logo, escolheu-se a turbina eólica MAGNUM 5, da empresa TESUP BR. A turbina foi escolhida por possuir uma baixa velocidade de vento inicial para geração e uma área de captação de vento maior, o que permite gerar eletricidade em velocidades de vento muito baixas, além de ter uma cauda direcionável que auxilia o gerador a se posicionar conforme a direção do vento. Outros dados do gerador encontram-se no quadro 5, cujas informações foram retiradas do seu *datasheet*.

Quadro 5 – Resumo das especificações do aerogerador

DESIGNAÇÃO	12 V até 48 V
TIPO	Gerador de ímã permanente, eixo horizontal de 5 kW
MÁX. POTÊNCIA	5 kW
CURRENT	3-Fases
TENSÃO DO CIRCUITO OPERACIONAL	0-100 V
INÍCIO DO CARREGAMENTO	3 m/s
DIÂMETRO	2500 mm (8.2 Feet)
VELOCIDADE DO VENTO DE PARTIDA	3 m/s
RPM MÁX.	1500
VELOCIDADE MÁXIMA	50 m/s
RUÍDO	35 dB
PREÇO COM CONTROLADOR	R\$ 7.600,00

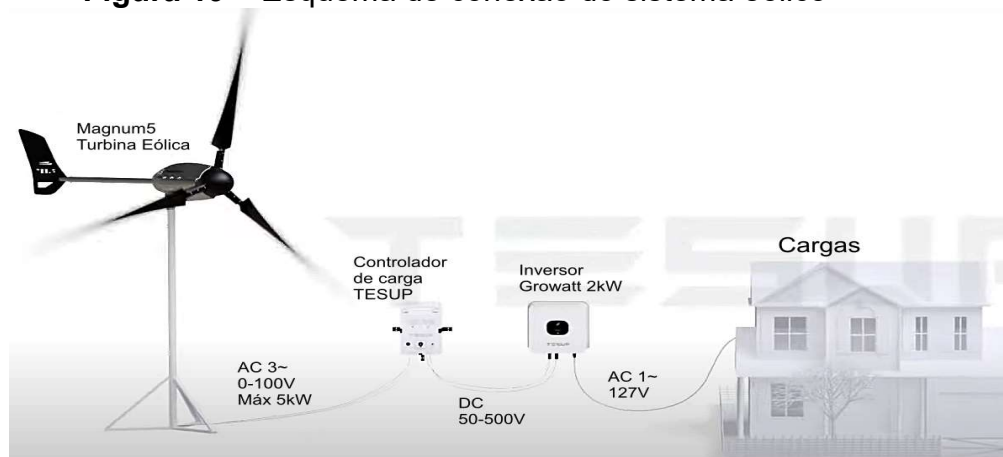
Fonte: *Datasheet* MAGNUM 5, 2022.

Conforme dados do *datasheet*, a turbina tem capacidade de começar a gerar a partir de ventos com 3 m/s e tem geração crescente até 18 m/s, gerando até 5,2 kW de potência no seu auge. É importante o gerador possuir uma maior capacidade para o melhor aproveitamento em momentos com rajadas fortes pontuais. A partir do gráfico da figura 18, observa-se que para uma média de 4 m/s a potência fornecida pelo gerador é de 438 W, ou seja 10,5 kWh por dia. Considerando um acréscimo de 10% no consumo diário do cliente, isso representa cerca de 37%. Porém, há de se considerar o complemento oriundo dos painéis fotovoltaicos no sistema híbrido de geração.

Figura 18 – Curva velocidade de vento X Geração

Fonte: *Datasheet* MAGNUM 5, 2022.

Uma vez que a velocidade do vento atinge 3 m/s, a turbina eólica gira livre, excedendo o conjugado de retenção, que também é chamado de conjugado de engrenagem. É importante salientar que a velocidade considerada de 4 m/s é uma média, logo podem ocorrer dias praticamente sem vento em que a geração do aerogerador fique nula, assim como dias de rajadas forte em que a geração atinja níveis mais altos. A turbina eólica gera corrente alternada trifásica e não sincronizada, porém através do controlador de carga TESUP BR incluso na compra, é possível converter a energia elétrica gerada para corrente contínua monofásica, para carregar baterias ou conectar a inversores de frequência. No caso desse trabalho, a controlador será conectado a um inversor conforme o esquema da figura 19 e será considerado uma eficiência de 97% para o inversor e 97% para o controlador de carga, resultando assim em uma geração de 306,6 kWh por mês.

Figura 19 – Esquema de conexão do sistema eólico

Fonte: O Autor, 2022.

De acordo com os dados da figura 16, os dias com ventos mais forte em Porto Alegre chegam a 22 km/h, ou seja 6,1 m/s. Segundo o gráfico da figura 18, o aerogerador vai gerar uma potência de aproximadamente 800 W com essa média de vento. Logo, não existe a necessidade de um inversor com potência total de 5 kW considerando a baixa média de ventos da localidade. Portanto, o inversor escolhido para o sistema eólico é o Growatt MIC 2000TL-X, de 2 kW. Seus dados constam no quadro 6.

Quadro 6 – Características do inversor Growatt MIC 2000TL-X

Dados de entrada	MIC 2000TL-X
Corrente de entrada máx (Icc máx 1)	13.0 A
Corrente de curto-circuito máx (MPP1)	16.0 A
Tensão inicial de operação (Ucc start)	50 V
Tensão de entrada máxima (Ucc máx)	500 V
Faixa de tensão MPP	50-500 V
Número de rastreadores MPP	1
Número de entradas CC	1
Potência máx. dos módulos (Pcc máx)	2,8 kWp
Dados de saída	MIC 2000TL-X
Potência nominal CA (Pca,r)	2000 W
Potência de saída máxima	2000 VA
Corrente nominal de saída CA (Ica nom)	9.5 A
Conexão a rede (faixa de tensão)	1-NPE 220 V/230 V
Frequência nominal	50 Hz / 60 Hz (45-65 Hz)
Distorção harmônica total	< 3%
Fator de potência	0.80 - 1 ind/cap.

Fonte: *Datasheet* Growatt, 2022.

3.4 DIMENSIONAMENTO DO SISTEMA HÍBRIDO

Para dimensionar o sistema híbrido, é necessário redimensionar o sistema fotovoltaico da seção 3.2, descontando a energia já gerada pela turbina eólica. Como já visto no item 3.1, o cliente em questão possui um consumo de 25,32 kWh por dia com uma projeção de crescimento de 10%, totalizando 27,85 kWh/dia. Contudo, a turbina escolhida produz aproximadamente 9,89 kWh por dia considerando uma média de ventos de 4 m/s e a eficiência do controlador e do inversor, logo o sistema solar precisa suprir somente 17,96 kWh, sendo uma redução de 35,51%. As equações 13 e 14 redimensionam o sistema da seção 3.2, reduzindo a potência gerada pelo aerogerador.

$$P_N = \frac{17,96 \times 1}{4,67 \times 0,8 \times 1} = 4,80 \text{ kWp} \quad (13)$$

$$N_{\text{módulo}} = \frac{P_N}{P_{\text{módulo}}} = \frac{4,80 \times 1000}{450} = 10,68 \cong 11 \text{ módulos} \quad (14)$$

Conforme o resultado obtido em (14), serão necessários 11 módulos Canadian Solar, modelo CS3W – 450MS para se suprir a necessidade total do cliente, totalizando assim uma potência nominal do sistema solar de 4,95 kWp.

Para o inversor, conforme a seção 3.2.4, a potência nominal é determinada pelo FDI. A equação 15 redimensiona o sistema da seção 3.2.4.

$$P_{\text{Inversor}} = FDI \times P_{FV} \quad (15)$$

Sendo:

$$\begin{aligned} \text{Mínimo } [0,75 \times 4,95] < P_{\text{Inversor}} < [0,85 \times 4,95] \text{ Máximo} \\ 3,71 \text{ kW} < P_{\text{Inversor}} < 4,2 \text{ kW} \end{aligned}$$

Utilizando a faixa ideal do inversor e analisando-se os inversores disponíveis no mercado, o inversor disponível em mercado na faixa mais próxima da calculada foi o inversor FRONIUS Primo 4.0-1, de 4 kW, monofásico. As características extraídas do *datasheet* referente ao inversor escolhido, se encontram no quadro 7.

Quadro 7 – Características do inversor FRONIUS Primo 4.0-1

Dados de entrada	Primo 4.0-1
Corrente de entrada máx (Icc máx 1/Icc máx 2)	12.0 A/12.0 A
Corrente de curto-circuito máx (MPP1/MPP2)	18.0 A/18.0 A
Tensão inicial de operação (Ucc start)	80 V
Tensão de entrada máxima (Ucc máx)	1000 V
Faixa de tensão MPP	200-800 V
Número de rastreadores MPP	2
Número de entradas CC	2+2
Potência máx. dos módulos (Pcc máx)	6 kWp
Dados de saída	Primo 4.0-1
Potência nominal CA (Pca,r)	4000 W
Potência de saída máxima	4000 VA
Corrente nominal de saída CA (Ica nom)	17.4 A
Conexão a rede (faixa de tensão)	1-NPE 220 V/230 V
Frequência nominal	50 Hz / 60 Hz (45-65 Hz)
Distorção harmônica total	< 5%
Fator de potência	0.85 - 1 ind/cap.

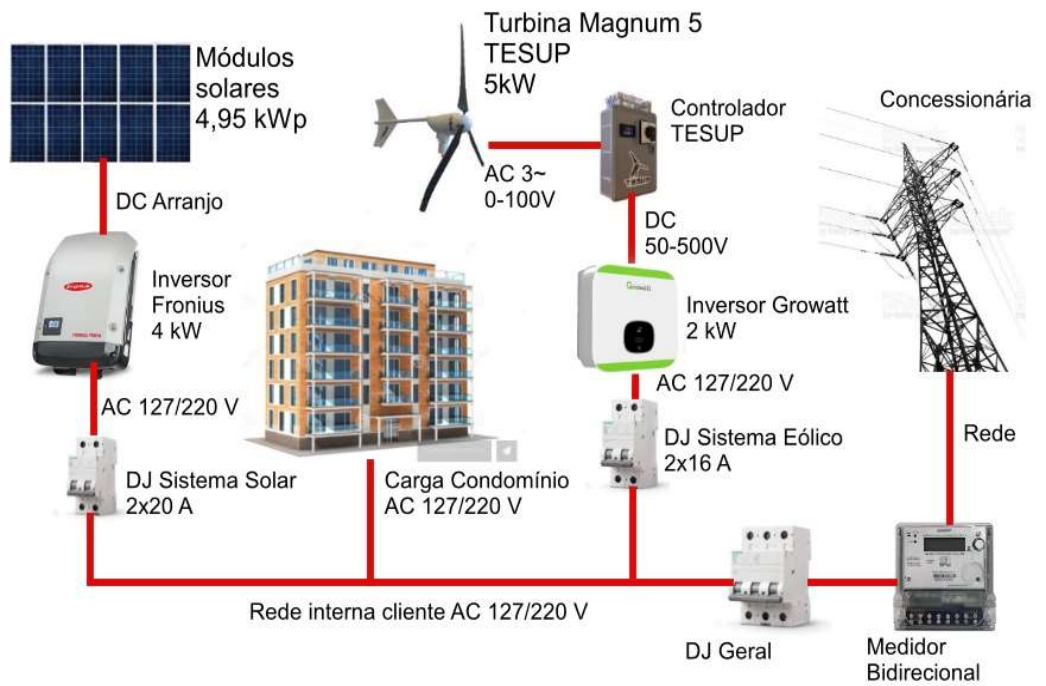
Fonte: *Datasheet* FRONIUS, 2022.

A figura 20 demonstra a porcentagem de cada sistema na totalidade da geração. Considerando a faixa de participação de cada gerador no sistema híbrido, tem-se que a contribuição eólica é relevante diante da geração do sistema solar, mesmo que a velocidade do vento média da região seja baixa, inferior a velocidade de vento nominal da turbina. Isso se deve ao fato de o aerogerador MAGNUM 5 possuir um excelente rendimento mesmo com ventos de baixa intensidade. O esquema final do sistema híbrido é demonstrado na figura 21.

Figura 20 – Diagrama de participação no sistema híbrido.

Fonte: O Autor, 2021.

Figura 21 – Esquema do sistema híbrido.



Fonte: O Autor, 2021.

4 ANALISE ECONOMICA

Conforme visto na seção 2.4, o método para se determinar a viabilidade econômica neste trabalho será a Taxa Interna de Retorno (TIR). A taxa é medida em percentual e mostra a rentabilidade de um investimento comparado com aplicações financeiras (PUCCINI, 2011, p. 90). Em primeira instância, será determinado o valor total do sistema puramente fotovoltaico, juntamente com sua taxa de retorno. Em seguida será orçado o sistema híbrido para fim de comparação, com objetivo de determinar se o sistema se torna mais rentável.

4.1 SISTEMA FOTOVOLTAICO

A fim analisar financeiramente a instalação do sistema fotovoltaico, é necessário calcular o investimento inicial de todo sistema. O orçamento foi obtido com a empresa VALENCIA ENERGIA no mês de março de 2022 e seus valores constam na tabela 1.

**Tabela 1 – Custos do sistema fotovoltaico
Instalação Fotovoltaica 7,65 kWp**

Materiais	Kit 17 módulos Canadian 450W + Inversor Fronius Primo 6.0-1 + Cabos e conectores	Valencia Energia	R\$ 28.850,00
Mão de obra		Valencia Energia	R\$ 13.950,00
TOTAL			R\$ 42.800,00

Fonte: O autor, 2022.

O valor orçado apresenta um Kit completo com todo material da instalação, inclusive cabeamento, conectores e mão de obra especializada para se realizar a instalação do sistema. Através da seção 3.2.3 foi determinado um sistema com 17 módulos de 450 W, totalizando uma potência de 7,65 kWp. É possível determinar a

geração anual do sistema utilizando a equação 2 e multiplicando por 365. O resultado é expresso em (16).

$$E_{CA}(kWh) = 7,65 \times \frac{4,67}{1} \times 0,8 \times 1 \times 365 = 10431,8 \text{ kWh / ano} \quad (16)$$

Logo, a geração total do sistema solar será 10431,8 kWh por ano, cobrindo 112,8% do consumo atual do cliente, dando possibilidade para um aumento de demanda ao longo dos anos. Para o cálculo do valor da fatura foi considerado uma Tarifa de Utilização do Sistema de Distribuição (TUSD) de R\$ 0,15 considerando 100% de injeção do sistema na rede da concessionária, de forma que se obteve uma fatura média de R\$ 215,19 mensais. Também para fins de simulação foi considerado uma inflação de 4,7% e aumento de tarifa de energia de 10%. Os resultados obtidos se encontram no quadro 8.

Quadro 8 – Análise financeira do sistema fotovoltaico

ANO BASE - FATURA DE ENERGIA	Média mês	Total no Ano
Consumo (kWh)	770,25 kWh	9243 kWh
Valor da fatura (R\$)	R\$ 653,09	R\$ 7.837,08
ANO BASE - FATURA DE ENERGIA	Média mês	Total / Ano
Geração (kWh)	869,32 kWh	10431,85 kWh
Diferença Consumido x Gerado (kWh)	99,07 kWh	1188,846 kWh
Valor da fatura (R\$) com TUSD	R\$ 215,19	R\$ 2.582,28

Economia Mensal com o sistema	R\$ 437,90
Economia Anual	R\$ 5.254,80
Economia em 25 anos	R\$ 131.370,00
Pay Back	6,5 anos
TIR	17,05%

Fonte: O autor, 2022.

A taxa interna de retorno do investimento (TIR) pode ser usada em comparação com uma taxa de juros esperada de um investimento, também conhecida como Taxa Mínima de Atratividade, e que deve demonstrar a viabilidade de um projeto. A TIR pode ser calculada conforme a equação 6, assim como também obtida automaticamente através de softwares.

4.2 SISTEMA HÍBRIDO SOLAR / EÓLICO

Prosseguindo com a simulação, para determinar o rendimento financeiro da instalação de geração híbrida é necessário calcular o investimento total do sistema eólico e do sistema fotovoltaico reduzido, conforme seção 3.4. A tabela 2 representa orçamento obtidos através da empresa VALENCIA ENERGIA no mês de março de 2022. O valor da turbina eólica foi obtido através da simulação no site da fabricante. Demais itens foram-se orçados pelo site da Magazine Luiza no mês de março de 2022.

Tabela 2 – Custos do sistema híbrido
Instalação Híbrida

Materiais Fotovoltaica	Kit 11 módulos Canadian 450W + Inversor Fronius Primo 4.0-1 + Cabos e conectores	Valencia Energia	R\$ 19.750,14
Materiais Eólica	Turbina Eólica MAGNUM 5 + Controlador de Carga + Poste	Site TESUP BR	R\$ 7.600,00
	Inversor Solar Fotovoltaico On Grid Mic2000tl-x	Magazine Luiza	R\$ 3.426,13
	Disjuntor Bipolar 16A Din	Magazine Luiza	R\$ 33,85
	Fios + Terminais + Fita Isolante	Magazine Luiza	R\$ 100,00
Mão de obra		Valencia Energia	R\$ 14.053,34
TOTAL			R\$ 44.963,46

Fonte: O autor, 2022.

Conforme o item 3.3.2, a geração do gerador eólico fica em aproximadamente 9,890 kWh diários considerando uma eficiência de 97% do controlador e inversor, resultando em uma geração anual de 3.610,12 kWh. Já o sistema fotovoltaico tem uma potência total de 4,95 kWp e na cidade de Porto Alegre uma média de sol é de 4,67 kWh/m² por dia conforme visto no quadro 1. A equação 17 demonstra a energia gerada diariamente e multiplica o resultado por 365 dias para obter a geração anual. Como existem perdas no inversor, perdas nos

cabeamentos e diversos outros fatores que reduzem a eficiência do sistema, foi-se considerado um rendimento global de 80%.

$$E_{CA}(kWh) = 4,95 \times \frac{4,67}{1} \times 0,8 \times 1 \times 365 = 6750,02 \text{ kWh / ano} \quad (17)$$

Logo, a geração total do sistema solar será 10.360,14 kWh por ano, cobrindo 112,08% do consumo atual do cliente assim como o sistema puramente fotovoltaico, dando possibilidade para um aumento de demanda ao longo dos anos. Para o cálculo do valor da fatura foi considerado uma Tarifa de Utilização do Sistema de Distribuição (TUSD) de R\$ 0,15 considerando 100% de injeção do sistema na rede da concessionária, de forma que se obteve uma fatura média de R\$ 215,19 mensais. Também para fins de simulação foi considerado uma inflação de 4,7% e aumento de tarifa de energia de 10%. Os resultados obtidos se encontram no quadro 9.

Quadro 9 – Análise financeira do sistema híbrido

ANO BASE - FATURA DE ENERGIA	Média mês	Total no Ano
Consumo (kWh)	770,25 kWh	9243 kWh
Valor da fatura (R\$)	R\$ 653,09	R\$ 7.837,08
ANO BASE - FATURA DE ENERGIA	Média mês	Total / Ano
Geração (kWh)	863,35 kWh	10360,14 kWh
Diferença Consumido x Gerado (kWh)	93,095 kWh	1117,14 kWh
Valor da fatura (R\$) com TUSD	R\$ 215,19	R\$ 2.582,28

Economia Mensal com o sistema	R\$ 437,90
Economia Anual	R\$ 5.254,80
Economia em 25 anos	R\$ 131.370,00
Pay Back	6,7 anos
TIR	16,36%

Fonte: O autor, 2022.

Outra forma muito prática de se avaliar e comparar os sistemas é através do preço do kWh de cada tipo de geração, a qual utilizou-se novamente o período de 25 anos. A equação 18 apresenta o preço do kWh em função da geração no período estimado e o valor dos investimentos iniciais.

$$Tarifa = \frac{Investimento\ Inicial}{Geração\ Anual \times T\ anos} \quad (18)$$

A tabela 3 demonstra o valor do kWh para cada um dos sistemas e o valor pago atualmente pago para a concessionária. É possível observar na tabela 3 que o sistema híbrido, mesmo possuindo uma geração anual inferior ao sistema puramente fotovoltaico tem o preço do kWh superior, o que torna o sistema não atrativo economicamente frente ao sistema fotovoltaico.

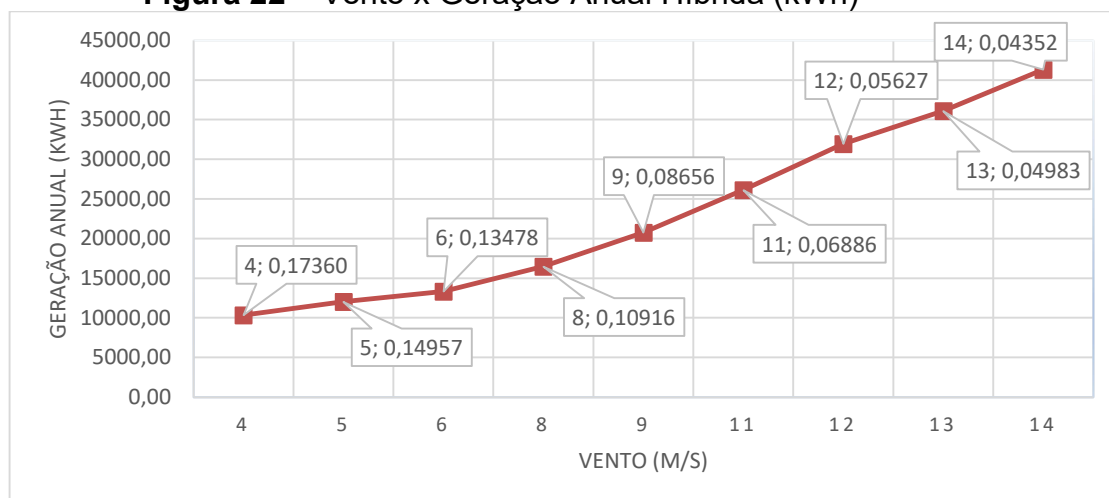
Tabela 3 – Valor do kWh para cada tipo de geração

Sistema Fotovoltaico	Sistema Híbrido	TE Concessionária
0,16411	0,17360	0,8479

Fonte: O autor, 2022.

Utilizando os valores orçados do sistema híbrido na tabela 2, o gráfico da figura 22 mostra uma previsão de geração do sistema híbrido com diferentes médias de vento anual. A figura 22 também contém o valor do kWh de acordo com cada média de vento. Pode-se observar que devido à baixa velocidade de vento na localidade, o rendimento do sistema eólico é muito prejudicado, ficando menor que o sistema fotovoltaico. Porém a partir de uma média de velocidade superior a 6 m/s o sistema começa a se destacar, tornando-se mais rentável.

Figura 22 – Vento x Geração Anual Híbrida (kWh)



Fonte: O autor, 2022.

5 CONCLUSÃO

Foi possível analisar a partir deste trabalho, a viabilidade técnica e econômica da instalação de um sistema de geração híbrido eólico-solar em zona urbana na cidade de Porto Alegre.

Após análise, percebe-se que devido à baixa velocidade do vento na região onde encontra-se o estabelecimento estudado, a contribuição da fonte eólica no sistema de geração tem um impacto inferior em relação a fonte fotovoltaica, o que torna o investimento do aerogerador pouco atrativo para o cliente, em comparação com o sistema puramente fotovoltaico.

O sistema de geração fotovoltaica é utilizado em larga escala tendo como justificativa sua alta capacidade de produção de energia durante dias de sol, sendo muito eficiente como fonte única de geração em zonas urbanas. O alto índice de irradiância, juntamente com a possibilidade de utilizar grande quantidade de painéis ao longo da cobertura da edificação, permite uma elevada produção de energia suficiente pra atender toda demanda do cliente estudado.

Já a geração eólica, apesar da turbina escolhida ser de extrema eficiência e instalada em uma altura de 30 metros, teve uma eficiência inferior ao sistema fotovoltaico. Caso o sistema seja instalado em uma residência com altura inferior por exemplo, a eficiência seria muito menor, isso devido à baixa velocidade do vento na localidade que não favorece este tipo de geração e causa uma influência negativa na rentabilidade do sistema híbrido.

Vale ressaltar que a média anual de vento pode variar drasticamente de uma localidade para outra, até mesmo dentro da mesma cidade. Devido a isso, o terreno e o entorno da edificação devem ser cuidadosamente analisados antes de definir-se o local exato da instalação. Portanto, é possível utilizar esse mesmo sistema estudado em outra localidade com uma velocidade média de vento anual igual ou superior a 6 m/s e obter-se uma geração maior do que a estimada nesse trabalho, podendo o sistema se tornar muito mais atrativo.

Além disso, a base do estudo deste trabalho teve como princípio um modelo de geração conectado à rede (*on-grid*) utilizando o sistema de compensação da concessionária. É possível realizar um estudo para implementação de um modelo de geração híbrida conectado a baterias (*off-grid*), pois o sistema pode se tornar mais

vantajoso. A intermitência de geração solar e eólica ocasionam uma geração contínua de energia, o que pode reduzir a quantidade de baterias de um sistema *off-grid* somente fotovoltaico.

REFERÊNCIAS

ABNT. **NBR 10520**: informação e documentação: citações em documentos: apresentação. Rio de Janeiro, 2002.

ABNT. **NBR 6023**: informação e documentação: referências: elaboração. Rio de Janeiro, 2018.

ABNT. **NBR 6024**: informação e documentação: numeração progressiva das seções de um documento escrito: apresentação. Rio de Janeiro, 2012.

ABNT. **NBR 14724**: informação e documentação: trabalhos acadêmicos: apresentação. Rio de Janeiro, 2011.

ANEEL. **Resolução Normativa Nº 482**. MME 2012.

ANEEL. **Resolução Normativa Nº 687**. MME 2015b.

ANDRADE, José Célio Silveira; COSTA, Paulo. **Mudança climática, protocolo de Kyoto e mercado de créditos de carbono: desafios à governança ambiental global**. Organizações e Sociedade, v. 15, n. 45, p. 29-45, 2008. Disponível em: <<https://www.scielo.br/ij/osoc/a/gD3Zk99h3txdzXZrRmZdcgL/?lang=pt>>. Acesso em: 20 de agosto de 2021.

ATLAS DO POTENCIAL EÓLICO BRASILEIRO. **Centro de Pesquisas de Energia Elétrica–CEPEL**, 2013. Disponível em: <https://www.observatoriocarvao.org.br/wp-content/uploads/2020/01/Novo-Atlas-do-Potencial-Eolico-Brasileiro-SIM_2013.pdf>. Acesso em: 1 de outubro de 2021.

ATLAS SOLAR RS 2018 VERSÃO DIGITAL. **Governo do Estado do RS – Secretaria de Minas e Energia**, 2018. Disponível em: <<https://drive.google.com/file/d/1LTEMUznpUVRO7VYxEpCGDWTw4A4e7Wmt/view?usp=sharing>>. Acesso em: 4 de outubro de 2021.

BARBOSA, Claudomiro Fábio de. **Avaliação Tecnológica, Operacional e de Gestão de Sistemas Híbridos para Geração de Eletricidade na Região Amazônica**. - 210f. Dissertação (Mestrado) – Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Universidade Federal do Pará. Belém, 2006.

CLIMA E CONDIÇÕES METEOROLÓGICAS MÉDIAS EM PORTO ALEGRE. **Weather Spark**, 2022. Disponível em: <<https://pt.weatherspark.com/y/29679/Clima-caracter%C3%ADstico-em-Porto-Alegre-Brasil-durante-o-ano>>. Acesso em: 2 de fevereiro de 2022.

DADOS TÉCNICOS FRONIUS PRIMO, Datasheet. Disponível em: <https://s3.us-east-2.amazonaws.com/legacy.portalsolar.com.br/Content/EditorImages/files/Inversores%20Grid%20Tie%20Fronius%20-%20Modelos%20SYMO%2010_0-3%20208_240,%20SYMO%2012_0-3%20208_240%20e%20SYMMO%2015_0-3%2048_240.pdf>. Acesso em: 4 de outubro de 2021.

DADOS DO MERCADO DE ENERGIA SOLAR NO BRASIL. **Portal Solar**, 2021. Disponível em: <<https://www.portalsolar.com.br/mercado-de-energia-solar-no-brasil.html>>. Acesso em: 20 de agosto de 2021.

ENTENDA OS INVERSORES COM MÚLTIPLOS MPPT. **Canal Solar**, 2022. Disponível em: <<https://canalsolar.com.br/inversores-com-multiplos-mppt/>>. Acesso em: 02 de abril de 2022.

ENERGIA EÓLICA: BRASIL OCUPA SEXTA POSIÇÃO EM RANKING INTERNACIONAL. **Governo Federal**. Disponível em: <<https://www.gov.br/casacivil/pt-br/assuntos/noticias/2022/abril/brasil-sobe-para-a-sexta-posicao-em-ranking-internacional-de-energia-eolica>>. Acesso em: 03 de abril de 2022.

HiKu SUPER HIGH POWER MONO PERC MODULE, Datasheet. Disponível em: <https://www.canadiansolar.com/wp-content/uploads/2019/12/Canadian_Solar-Datasheet-HiKu_CS3W-MS_EN.pdf>. Acesso em: 4 de outubro de 2021.

MÓDULOS FOTOVOLTAICOS. **CRESESB**, 2022. Disponível em: <http://www.cresesb.cepel.br/index.php?section=com_content&lang=pt&cid=331>. Acesso em: 04 de fevereiro de 2022.

SANT'ANA, Jéssica. **Crise hídrica: governo poderá acionar mais usinas termelétricas sem contrato**. G1, 2021. Disponível em: <<https://g1.globo.com/economia/noticia/2021/06/07/crise-hidrica-governo-libera-acionar-mais-usinas-termeletricas-sem-contrato.ghtml>>. Acesso em: 22 de agosto de 2021.

TIEPOLO, Gerson Máximo. **Estudo do potencial de geração de energia elétrica através de sistemas fotovoltaicos conectados à rede no estado do Paraná**. 2015. Tese (doutorado), Pontifícia Universidade Católica do Paraná. Programa de Pós Graduação em Engenharia de Produção e Sistemas – PPGEPS, Curitiba, 2015.

PAIVA, Priscilla. **Brasil se divide entre pior seca e maior cheia dos últimos 100 anos**. Canal Rural, 2021. Disponível em: <<https://www.canalrural.com.br/noticias/tempo/brasil-pior-seca-maior-cheia-100-anos/>>. Acesso em: 23 de agosto de 2021.

PINHO, João Tavares; GALDINO, Marco Antonio. **Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos**. Rio de Janeiro: CEPEL-CRESESB, 2014.

POTENCIAL SOLAR - SUNDATA V 3.0. **CRESESB - Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio Brito**, 2021. Disponível em: <http://www.cresesb.cepel.br/index.php#localidade_1303>. Acesso em: 4 de outubro de 2021.

PURIFICAÇÃO, L. S.; FONTE, R. B. D. **Estudo de turbinas eólicas verticais com exemplo de dimensionamento de uma turbina eólica darrieus para aplicação em edifícios**. Vitória, 2012. Monografia (Graduação), conclusão do curso de Bacharel em Engenharia Mecânica, Centro Tecnológico da Universidade Federal do Espírito Santo. Disponível em: <https://mecanica.ufes.br/sites/engenhariamecanica.ufes.br/files/field/anexo/estudo_d_e_turbinas_eolicas_verticais_com_exemplo_de_dimensionamento_de_uma_turbina_eolica_darrieus_para_aplicacao_em_edificios.pdf>. Acesso em: 3 de outubro de 2021.

PUCCINI, Abelardo De Lima. **Matemática Financeira - Objetiva e Aplicada**, 9ª Ed. Elsevier – Campus, 2011.

RELATÓRIO SÍNTESE BEN 2021. **EPE Empresa de pesquisa energética**, 2021. Disponível em: <<https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/balanco-energetico-nacional-2021>>. Acesso em: 05 de setembro de 2021.

SCHEIDT, Paula. **Guia de microgeradores eólicos**. Disponível em: <<http://institutoideal.org/guiaeolica/>>. Acesso em: 02 de março de 2022.

TIBOLA, Gabriel. **Sistema eólico de pequeno porte para geração de energia elétrica com rastreamento de máxima potência**. 285f. Dissertação (Mestrado) – Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Santa Catarina. Florianópolis, 2009.

TOLMASQUIM, Mauricio Tiomno. **Energia Renovável: Hidráulica, Biomassa, Eólica, Solar, Oceânica**. Empresa de Pesquisa Energética (EPE). Rio de Janeiro, 2016.