

UNIVERSIDADE TECNOLÓGICA FEDERAL DO PARANÁ

RODRIGO DA SILVA CAMPOS

**ESTUDO DE VIABILIDADE DE UM SISTEMA FOTOVOLTAICO
ON-GRID E HÍBRIDO**

**APUCARANA
2022**

RODRIGO DA SILVA CAMPOS

**ESTUDO DE VIABILIDADE DE UM SISTEMA FOTOVOLTAICO
ON-GRID E HÍBRIDO**

Feasibility study of an on-grid and hybrid photovoltaic system

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

Orientador: Carlos Matheus Rodrigues De Oliveira

**APUCARANA
2022**



[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.

RODRIGO DA SILVA CAMPOS

**ESTUDO DE VIABILIDADE DE UM SISTEMA FOTOVOLTAICO
ON-GRID E HÍBRIDO**

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

Data de aprovação: 29/novembro/2022

Carlos Matheus Rodrigues De Oliveira
Doutor em Engenharia Elétrica
Universidade Tecnológica Federal do Paraná

Sebastião de Jesús Manrique Machado
Doutor em Engenharia Elétrica
Universidade Tecnológica Federal do Paraná

Bruno de Nadai Nascimento
Doutor em Engenharia Elétrica
Universidade Tecnológica Federal do Paraná

**APUCARANA
2022**

Dedico este trabalho aos meus pais, irmãos, minha namorada Jaqueline e aos grandes amigos que fiz ao longo desta caminhada. que sempre me amaram, apoiaram e me deram forças para seguir em frente.

AGRADECIMENTOS

O presente trabalho não poderia ser finalizado sem a ajuda de diversas pessoas que fizeram parte da minha trajetória. Certamente, esses parágrafos não abrangem todas as pessoas que fizeram parte dessa importante fase de minha vida. Portanto, desde já peço desculpas àquelas que não estão presentes entre estas palavras, mas elas podem estar certas que fazem parte do meu pensamento e tem minha mais sincera gratidão.

A minha família, pelo carinho, incentivo e total apoio em todos os momentos da minha vida, nos momentos mais difíceis sempre se fizeram presentes.

A minha namorada Jaqueline que sempre esteve me apoiando mesmo nos momentos mais difíceis e nas dificuldades do dia a dia.

Ao meu orientador Professor Carlos, que me mostrou os caminhos a serem seguidos e pela confiança depositada.

Ao meu amigo Gustavo, famoso "Piano" e sempre chamado de "chefe", que sempre me auxiliou de varias formas e sempre com suas palavras de sabedoria.

A todos os professores e colegas do curso, que ajudaram de forma direta e indireta na realização e/ou conclusão deste trabalho.

A todos os demais que de alguma forma contribuíram para meu crescimento pessoal e profissional.

RESUMO

O investimento em fontes de energias renováveis é uma alternativa interessante, pois além de ser menos prejudicial ao meio ambiente se comparada a outras fontes, também é uma área em crescimento no mercado de geração de energia elétrica devido sua alta adesão social. Dentre as fontes renováveis mais populares, este estudo visou abordar a energia proveniente do sol, denominada de solar fotovoltaica. Neste trabalho tem-se o objetivo de analisar um sistema solar fotovoltaico híbrido e on-grid, abordando seus componentes e suas tecnologias, sua viabilidade econômica, além das normas vigentes brasileiras que norteiam a implementação dos projetos. Para o sistema híbrido, as baterias possuem grande importância pois elas são responsáveis por armazenar a energia gerada pelos módulos fotovoltaicos e apesar de existir diversos tipos de baterias, as mais conhecidas são as de chumbo-ácido e as de íon-lítio que são abordadas no estudo, onde para o sistema híbrido optou-se pela de íon-lítio devido suas características. No estudo efetuou-se dois tipos de projetos fotovoltaicos, o on-grid e o híbrido, em que no primeiro caso optou-se pela tarifa convencional de energia, onde o custo do kWh é fixo ao longo do dia e portanto a energia injetada a qualquer momento do dia teria o mesmo custo. Para o sistema híbrido, a escolha foi a tarifa branca, pois como o custo do kWh varia em três faixas horárias, deste modo a energia armazenada nas baterias poderiam ser injetadas na rede em horário oportuno para melhor retorno financeiro. Os resultados obtidos demonstraram que o tempo de retorno entre cada projeto varia de acordo com a economia alcançada e o valor investido, onde devido ao valor das baterias o sistema on-grid forneceu maior viabilidade econômica dentro do contexto abordado.

Palavras-chave: fotovoltaicos; baterias; retorno; íon-lítio; tarifa; horário.

ABSTRACT

Investing in renewable energy sources is an interesting alternative, as in addition to being less harmful to the environment compared to other sources, it is also a growing area in the electricity generation market due to its high social adherence. Among the most popular renewable sources, this study aimed to address energy from the sun, called solar photovoltaics. This work aims to analyze a hybrid and on-grid photovoltaic solar system, addressing its components and technologies, its economic viability, in addition to current Brazilian standards that guide the implementation of projects. For the hybrid system, the batteries are of great importance because they are responsible for storing the energy generated by the photovoltaic modules and although there are several types of batteries, the best known are the lead-acid and lithium-ion batteries that are discussed in this article. study, where for the hybrid system the lithium-ion one was chosen due to its characteristics. In the study, two types of photovoltaic projects were carried out, the on-grid and the hybrid, in which in the first case the conventional energy tariff was chosen, where the cost of kWh is fixed throughout the day and therefore the energy injected at any time of the day would have the same cost. For the hybrid system, the choice was the white tariff, because as the cost of kWh varies in three time bands, in this way the energy stored in the batteries could be injected into the network at an opportune time for a better financial return. The results showed that the return time between each project varies according to the savings achieved and the amount invested, where due to the value of the batteries the on-grid system provided greater economic viability within the context addressed.

Keywords: photovoltaic; batteries; payback; lithium ion; fare; time.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1 – Número de Unidades Geradoras Fotovoltaicas homologadas por ano.	14
Figura 2 – Painel de Silício Policristalino.	17
Figura 3 – Painel de Silício Monocristalino.	18
Figura 4 – Painel de Película fina de Silício.	19
Figura 5 – Painéis FV de Película Fina.	19
Figura 6 – Localização geográfica da unidade consumidora.	34
Figura 7 – Irradiação solar sobre Apucarana.	34
Figura 8 – String dos módulos.	36
Figura 9 – Parâmetro térmico.	38
Figura 10 – Perdas ôhmicas no PVsyst.	39
Figura 11 – Volume de chuva em Apucarana no Ano de 2022.	39
Figura 12 – Perdas por sujidade no PVsyst.	40
Figura 13 – Módulos alocados no telhado.	40
Figura 14 – Disposição da String.	40
Figura 15 – Diagrama de perdas do sistema.	41
Figura 16 – Curva de potência média horária anual.	42
Figura 17 – Curva de potência média horária anual.	43
Figura 18 – Custo kWh de acordo com tipo de tarifa.	46
Figura 19 – Comparativo consumo e tarifa.	47
Figura 20 – Retorno do investimento.	48
Figura 21 – Comparativo consumo e tarifa.	49
Figura 22 – Retorno do investimento.	50

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Especificações dos Fabricantes dos painéis usados.	20
Tabela 2 – Visão geral dos materiais para cátodo e ânodo para baterias de íon de lítio.	24
Tabela 3 – Consumo mensal em 12 meses do cliente.	33
Tabela 4 – característica elétrica do módulo.	35
Tabela 5 – Perdas por sujidade mês a mês.	39
Tabela 6 – característica elétricas da bateria.	44
Tabela 7 – Consumo e custo com e sem o sistema FV.	47

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ABNT	Associação Brasileira de Normas Técnicas
CA	Corrente Alternada
CC	Corrente Contínua
COELT	Coordenação de Engenharia Elétrica
DOD	Profundidade de Descarga, do Inglês Depth of Discharge
FV	Fotovoltaico(a)
MONO SI	Silício Monocristalino
NR	Normas Regulamentadoras
ODS	Objetivos de Desenvolvimento Sustentável
POLI SI	Silício Policristalino
SEI	Interfase de Eletrólito Sólido, do Inglês Solid Electrolyte Interphase
SOC	Estado de carga, do Inglês State of Charge
SPDA	Sistema de Proteção de Descarga Atmosférica
TCC	Trabalho de Conclusão de Curso
TE	Tarifa de Energia
TUSD	Tarifas de Uso do Sistema de Distribuição
UGFV	Unidade de Geração Fotovoltaica
UTFPR	Universidade Tecnológica Federal do Paraná
VRLA	Chumbo-Ácido regulado por válvula, do Inglês Valve regulated lead-acid

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	13
1.1	Contextualização	13
1.2	Justificativa	13
1.3	Relevância	15
1.4	Objetivos	15
1.5	Estrutura do trabalho	16
2	REVISÃO DA LITERATURA	17
2.1	Painéis FV	17
2.1.1	Painéis Solares Policristalinos	17
2.1.2	Painéis Solares Monocristalinos	18
2.1.3	Células Solares de Película Fina	18
2.1.4	Comparativo entre os painéis Policristalino e Monocristalino de Silício	20
2.2	Baterias para sistemas híbridos	20
2.2.1	Baterias de Chumbo-Ácido	21
2.2.1.1	Baterias de Chumbo-Ácido ventiladas	21
2.2.1.2	Baterias VRLA	22
2.2.2	Baterias de Íon-Lítio	23
2.2.2.1	Tendências de tecnologia em químicas de íons de lítio	23
2.2.2.2	Bateria de óxido de Titanato de Lítio	24
2.2.3	Comparativo entre as baterias de Chumbo-Ácido e de Íon-Lítio	25
2.2.3.1	Eficiência	25
2.2.3.2	Ciclo de vida	26
2.2.3.3	Desempenho de Carga / Descarga e avaliação de temperatura	26
2.2.3.4	Análise de custos	27
2.3	Controladores para as baterias	27
2.4	Inversores	28
2.5	Sistema on-grid vs híbrido	28
2.6	Modalidades tarifárias de energia elétrica	29
3	NORMATIVA ENVOLVENDO SISTEMA SOLAR	30
3.1	Norma ABNT NBR 5410:2004 – Instalações elétricas de baixa tensão	30
3.2	NR 35 - Trabalho em Altura	30
3.3	NR 10 – Segurança em instalações e serviços em eletricidade	31
3.4	Norma ABNT NBR 16690:2019 – Instalações elétricas de arranjos foto-voltaicos – Requisitos de projeto	31

3.5	Norma ABNT NBR 16274:2014 – Sistemas fotovoltaicos conectados à rede — Requisitos mínimos para documentação, ensaios de comissionamento, inspeção e avaliação de desempenho	31
3.6	ABNT NBR 5419-1:2015 – Proteção contra descargas atmosféricas – Todas as Partes	32
3.7	ABNT NBR 16149:2013 - Sistemas Fotovoltaicos (FV) - Características de interface de conexão com a rede elétrica de distribuição	32
4	DESENVOLVIMENTO DE PROJETO	33
4.1	Dados da unidade consumidora de energia elétrica	33
4.1.1	Consumo de energia elétrica da unidade	33
4.1.2	Localização da unidade consumidora	34
4.2	Projeto do Sistema On-Grid	35
4.2.1	Número de módulos	35
4.2.2	Inversor	36
4.2.3	String	36
4.2.4	Simulação Sistema On-Grid via PVsyst	37
4.2.4.1	Ficheiro de localização e meteorológico	37
4.2.4.2	Parâmetro envolvendo Orientação	37
4.2.4.3	Parâmetro envolvendo sistema FV	37
4.2.4.4	Parâmetro envolvendo perdas detalhadas	37
4.2.4.5	Parâmetro envolvendo perdas Ôhmicas	38
4.2.4.6	Parâmetro envolvendo perdas por sujidade	39
4.2.4.7	Disposição dos módulos	40
4.2.4.8	Resultados da simulação	40
4.3	Sistema Híbrido	41
4.3.1	Dimensionando as baterias	41
4.3.2	Controlador de carga das baterias	44
4.3.3	Inversor	45
5	ANÁLISE DE PAYBACK	46
5.1	Payback sistema On-grid	46
5.2	Payback sistema Híbrido	48
6	CONCLUSÃO	51
	REFERÊNCIAS	52

1 INTRODUÇÃO

No Brasil, a questão energética sempre gera extensos debates, principalmente levando em consideração o aumento da demanda energética do país, deste modo, torna-se impossível não questionar tais motivos e suas possíveis soluções. Esse aumento ocorre por conta de alguns fatores como: aumento populacional, a diminuição dos recursos naturais para utilizar na geração e as crises energéticas que passamos ao longo de nossa história (GAVIOLI *et al.*, 2019).

1.1 Contextualização

Com o aumento da demanda energética no país, a geração energética poderá não ser o suficiente para suprir esta demanda, chegando ao seu limite. O maior contribuinte são as hidrelétricas (que atualmente é responsável por 57,46% da geração atual do Brasil) (ANEEL, 2021). Segundo EPE (2021) as hidrelétricas já existentes nem sempre atendem a demanda atual e construir novas hidrelétricas pode ser uma tarefa difícil, principalmente por questões ambientais e econômicas pelos altos investimentos. O Brasil possui cerca de 172 *GW* de potencial hidrelétrico, sendo que desse potencial, 60% está sendo utilizado. Sobre os outros 40%, a maioria desse potencial restante (cerca de 70%) está situado nas bacias hidrográficas da Amazônia e Tocantins - Araguaia (EPE, 2021).

Segundo Bermann (2007), para a implementação de novos projetos hidrelétricos deve-se observar diversos aspectos, dentre os quais podem ser citados: a população que vive nos arredores desses rios, chamados de população ribeirinha, reservas indígenas e pessoas que vivem de pesca e agricultura no entorno desses rios. No caso dos rios Paraná e Uruguai, localizados no sul do país, o grande problema é a realocação de grandes populações, uma vez que em muitos casos não se é oferecido uma quantia de dinheiro suficiente para as famílias que ali residiam, possam manter o mesmo ou melhorar seu padrão de vida. Ainda para Bermann (2007) existe também a questão ambiental, em que, construir um empreendimento hidrelétrico possui grandes impactos ambientais na região, sendo alguns deles citados a seguir (BERMANN, 2007):

- Dificuldade de assegurar o uso das águas para uso de irrigação, turismo, lazer, piscicultura e etc;
- Qualidade das águas, pois devido a lentidão do reservatório, há uma dificuldade na decomposição dos rejeitos e efluentes;
- Aumento de volume de água no local, ocorre uma pressão no solo e subsolo por conta do peso da massa da água, podendo provocar sismos induzidos.

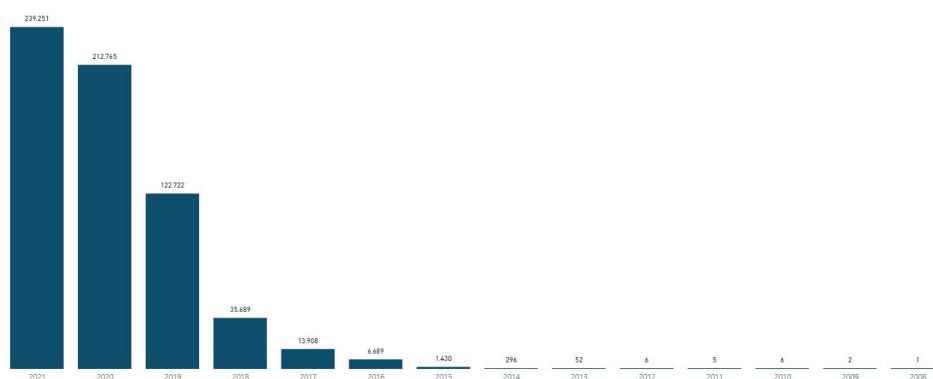
1.2 Justificativa

Tendo em vista a complexidade que existe na construção de novas usinas hidrelétricas, e considerando a diminuição no uso de fontes não renováveis, intensificou-se o aumento no uso

de geração de energia elétrica proveniente de fontes renováveis, dentre os quais destaca-se os sistemas Fotovoltaicos (FV).

Observando os dados de geração distribuída da ANEEL (2021), nota-se que a primeira Unidade de Geração Fotovoltaica (UGFV) foi homologada em 2008 com uma potência instalada de 25KW, e que até 2012, o número de UGFV não tinha aumentos consideráveis. A partir de 2013, os números de UGFV cresceram de forma expressiva, como observado na Figura 1. Portanto, nota-se o incremento a cada ano de usinas fotovoltaicas homologadas desde 2008 até 2021.

Figura 1 – Número de Unidades Geradoras Fotovoltaicas homologadas por ano.



Fonte: ANEEL (2021)

A ONU em conjunto com alguns países desenvolveu a Agenda 2030, que envolve uma série de objetivos para o desenvolvimento sustentável, e dentro desta agenda, encontra-se os "17 Objetivos de Desenvolvimento Sustentável (ODS)", onde dentre esses 17, eles se subdividem em 3 dimensões do desenvolvimento sustentável: social, econômica e ambiental.

Dos 17 ODS, os itens 7 e 11, possuem um importante papel no incentivo para o cenário de geração de energia sustentável, tais objetivos são:

- **7 - Energia Acessível e Limpa:** Que até 2030, seja dobrada a taxa global de eficiência energética; tenha um aumento substancial da participação de energia renovável, garantir o acesso à energia confiável, moderna e a preços acessíveis; expandir a infraestrutura e modernizar a tecnologia de geração renovável e reforçar a cooperação internacional para facilitar o acesso e à pesquisa e tecnologias.
- **11 - Cidades e Comunidades Sustentáveis:** este tópico possui o objetivo de que até 2030, seja possível garantir acesso a transportes, construções e urbanizações inclusivas e sustentáveis de forma mais acessíveis; proteger e resguardar patrimônio cultural e natural do mundo; apoiar as relações econômicas, sociais e ambientais entre as áreas urbanas, periurbanas e rurais, deste modo, reforçando o planejamento nacional e regional de desenvolvimento.

Esta agenda criada pela ONU acaba sendo uma boa inspiração para se pensar criativamente sobre os desafios atuais da sustentabilidade, para desenvolver-se parcerias. Para a área FV, esta agenda incentiva os países a investir e aplicar energia renovável em um período

relativamente curto (até 2030) (ONU, 2021). Estes são alguns dos motivos que tornaram maiores os estudos de geração FV no Brasil e incentivou seus avanços.

Como para a classe residencial existem alguns tipos de tarifação, as que possuem relação com o estudo que será desenvolvido, são: a tarifa convencional, cujo a sua subclasse denomina-se B1 e a tarifa branca.

1.3 Relevância

Para o sistema Híbrido, existem alguns obstáculos que dificultam sua implementação, dentre eles o principal é o custo das baterias e dos componentes adicionais, ou seja, que só se aplicam a sistemas Híbridos (KHATAMI *et al.*, 2013). As baterias ideais para esta aplicação são as que possuem capacidade de ciclos repetidos e profundos, ou seja, suportam mais ciclos de carga e descarga. As baterias utilizadas para a partida de automóveis, apesar de ter um custo inicialmente baixo, não oferecem ciclos profundos e geralmente exigem substituições frequentes, tendo, portanto, um custo geral mais alto (HASSANIN, 2014) e (KHIAREDDINE; GAM; MIMOUNI, 2019). Visto tais pontos, torna-se possível identificar os custos de um sistema Híbrido e desta forma analisar sua viabilidade econômica e tecnológica.

Pensando nas formas de tarifação existentes e as formas que podem ser aplicadas os sistemas FV, existem algumas formas de explorar o retorno financeiro de cada uma, isto é, analisar como cada tarifa é montada e como a injeção de energia na rede te retorna esse custo, o que torna interessante a visão sobre os sistemas híbridos, pois pensar na possibilidade de armazenar energia ao longo do dia e injetar na rede no período noturno onde o valor do kWh é mais elevado, acaba sendo benéfico para ser explorado pela sociedade.

1.4 Objetivos

Neste Trabalho de Conclusão de Curso (TCC) pretende-se realizar um estudo na geração de energia fotovoltaica (FV), visando a análise do desempenho, custo e viabilidade do sistema Híbrido, mesmo no caso de ter a rede disponibilizada para a conexão On-Grid. Também identificar o que pode dificultar a sua implementação para o uso do sistema Híbrido nos próximos anos. Para tanto, tem-se os seguintes objetivos específicos:

- Avaliar vantagens e desvantagens do sistema Híbrido.
- Estudar, projetar e dimensionar um sistema fotovoltaico considerando as normas vigentes.
- Analisar tarifação para cada sistema proposto.
- Realizar um estudo de caso de um sistema Híbrido no cenário atual com a tarifação branca.

1.5 Estrutura do trabalho

Este trabalho está estruturado da seguinte forma, o Capítulo 2 é responsável por revisar todos os componentes envolvidos em um sistema Híbrido. O Capítulo 3 trata das normas que são consultadas por projetistas durante um projeto de um sistema solar. O Capítulo 4 apresenta o projeto fotovoltaico e como foi desenvolvido. O Capítulo 5 mostra a análise de payback dos dois projetos desenvolvidos. O Capítulo 6 apresenta as conclusões do estudo e análise dos sistemas FV on-grid e Híbrido.

2 REVISÃO DA LITERATURA

Nesse capítulo será realizado uma análise e discussão dos principais tópicos necessários para desenvolvimento de um projeto fotovoltaico on-grid e híbrido.

2.1 Painéis FV

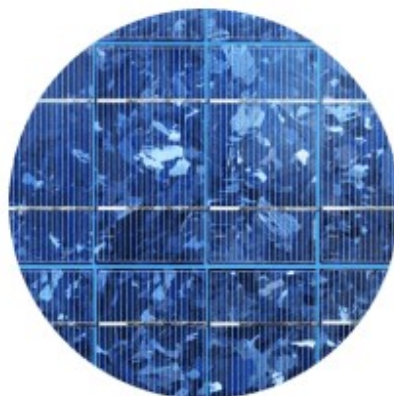
O painel solar, é responsável por converter a radiação solar em energia elétrica, sendo que nas duas ultimas décadas, teve-se grande evolução em sua construção e em sua eficiência. Para um projeto, se analisa algumas características na escolha do painel FV, tais características são (EMAP, 2019): a aplicação desejada, desempenho do painel (durabilidade, construção e potência) e o custo.

Atualmente existem diversas tecnologias de painéis FV que podem ser usados em diferentes aplicações. Desta maneira, as próximas subseções visão abordar as principais tecnologias utilizadas no mercado nacional (EMAP, 2019). No decorrer deste capítulo será comentado sobre cada tecnologia.

2.1.1 Painéis Solares Policristalinos

Pode-se identificar este painel FV pela aparência característica dele sendo que visualmente possui traços bem quadrados, com cantos retos sem curvaturas nem arredondamentos, além de ter uma cor predominantemente azul (EMAP, 2019). O painel de Silício Policristalino (POLI SI) pode ser visualizado na Figura 2.

Figura 2 – Painel de Silício Policristalino.



Fonte: Emap (2019)

A construção da célula POLI SI é através da fusão de Silício bruto, o que torna seu processo construtivo mais rápido, tornando seu custo de fabricação menor em comparação com a célula Monocristalina. Sua eficiência fica em torno de 15% e devido ao uso da fusão de silício

bruto, a durabilidade do painel FV POLI SI pode ser afetada se usado em regiões com maior frequência de altas temperaturas ao longo do dia (EMAP, 2019).

2.1.2 Painéis Solares Monocristalinos

O material deste painel FV é mais puro se comparado com o POLI SI, podendo ser identificado por sua aparência que é predominantemente escura e com as bordas arredondadas, isso ocorre devido a alta pureza de Silício. Possui maior durabilidade devido de tipo de material (Monocristalino), além de ter uma alta potência, o que conseqüentemente, aumenta seu custo. Outro ponto positivo é que ele tende a ser bem menos afetado por altas temperaturas, podendo ser utilizado em ambientes bem quentes (EMAP, 2019). O painel MONO SI pode ser visualizado na Figura 3.

Figura 3 – Painel de Silício Monocristalino.



Fonte: Emap (2019)

2.1.3 Células Solares de Película Fina

O painel de Película fina é uma escolha mais econômica, pois ele é feito de camadas de material fotovoltaico como o silício, o cádmio ou o cobre, e é colocado sobre um substrato, como mostrado na Figura 4. Esses painéis são os mais simples de fabricar e as economias em larga escala os tornam mais baratos, pois necessitam de menos material para produção (EMAP, 2019).

Sua característica construtiva é que eles são flexíveis, o que amplia suas possibilidades de aplicação, são menos afetados por altas temperaturas, e possui eficiência em torno de 18%. Por outro lado, sua maior desvantagem é que podem ocupar grandes áreas, portanto, tornando-os inadequados para a utilização em instalações residenciais (EMAP, 2019).

Figura 4 – Pannel de Película fina de Silício.

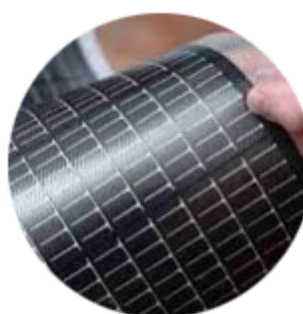
Fonte: Emap (2019)

O painel de Silício Amorfo utiliza em sua construção uma tecnologia de camada tripla que usa várias películas finas, significando micro espessura. Possui uma taxa de eficiência aproximadamente de 7%, em comparação com o painel de película fina, são menos eficazes, porém seu custo também é menor. Possui aplicação em aparelhos de baixo consumo e de pequeno porte, como calculadoras e relógios, por exemplo (EMAP, 2019). A célula Solar de Silício Amorfo pode ser observada na Figura 5-a.

Esta é uma célula que utiliza cádmio e telureto em sua construção, resultando em uma produção de células a um baixo custo e de todos os painéis citados até aqui, este é o que gasta menos água em sua produção. Sua única desvantagem de uso, é o fato de usar o telureto de cádmio, pois ele possui propriedades tóxicas para ingestão ou inalação. Portanto, pode acabar sendo prejudicial aos usuários mesmo que acidentalmente (EMAP, 2019). A célula solar de Cádmio pode ser visualizada na Figura 5-b.

Figura 5 – Painéis FV de Película Fina.

a) painel de Silício Amorfo.



b) painel de Cádmio.

Fonte: Emap (2019)

2.1.4 Comparativo entre os painéis Policristalino e Monocristalino de Silício

Com o objetivo de escolher qual tecnologia será adotada neste estudo, nesta seção tem-se o objetivo de discutir os resultados obtidos em um estudo envolvendo dois painéis de POLI SI e MONO SI de 20W, as especificações dos Fabricantes são apresentadas na Tabela 1, que mostra cada um dos painéis analisados (ISLAM *et al.*, 2019).

Tabela 1 – Especificações dos Fabricantes dos painéis usados.

Dados referentes ao painel	Silício Monocristalino	Silício Policristalino
I_{sc}	1,27 A	1,33 A
V_{oc}	21,16 V	21,6 V
P_{max}	20 W	20 W
I_{mp}	1,16 A	1,15 A
V_{mp}	17,5 V	17,35 V

Fonte: Adaptado de Islam *et al.* (2019)

Analisando os resultados obtidos, foi visto que em um ambiente com o mesmo nível de irradiação e com variação térmica de $25^{\circ}C$ e $50^{\circ}C$, observou-se que o painel MONO SI tem a $V_{oc}(V_{oc})$ mais alto em ambas temperaturas, enquanto o painel POLI SI possui a $I_{sc}(I_{sc})$ mais alta em relação ao MONO SI.

Outro fato observador foi que a potência com o aumento de temperatura é maior para o painel de POLI SI, ou seja, quanto mais se aumenta a temperatura, tal aumento se da, por conta da corrente de curto circuito que é significativamente maior no painel de POLI SI do que no MONO SI.

Segundo Islam *et al.* (2019), pode-se concluir que entre os dois painéis comparados, embora o painel MONO SI mostre os melhores atributos com relação à resistência em série, corrente de saturação reversa e fator de preenchimento, ele mostra uma corrente gerada através da irradiação e potência de saída muito mais baixas do que os vistos no painel de POLI SI.

Portanto, podemos notar que no estudo feito em dois painéis comerciais, a qualidade do cristal de Silício no painel de POLI SI que está disponível no mercado, faz jus ao desempenho que se espera deste painel (ISLAM *et al.*, 2019). Portanto, como o painel com melhor desempenho é o MONO SI, será o escolhido para o projeto, pois possui um material mais puro e não é afetado por altas temperaturas em ambientes muito quentes.

2.2 Baterias para sistemas híbridos

Diferente de sistemas On-Grid, que conecta a geração com a rede, no sistema Híbrido, a geração é conectada em Baterias onde se armazena a energia convertida da luz solar pelos painéis solares e posteriormente convertida pelos inversores para tensão CA, para que a energia armazenada seja utilizada em demanda noturna ou em dias nublados, também podem ser usadas para injetar energia na rede em horários estratégicos, como no caso da tarifa branca, sendo

injetado no horário de ponta (KHATAMI *et al.*, 2013). Existem diversos tipos de baterias, mas nem todas são adequadas para a aplicação FV.

Dois tipos principais de tecnologia de baterias são as mais utilizadas, para esta aplicação, são as de Chumbo-Ácido e as de Íon-Lítio, sendo discutidas nas próximas subseções a seguir.

2.2.1 Baterias de Chumbo-Ácido

O desempenho da bateria está diretamente ligado à sua construção, pois esse tipo de bateria possui diversas aplicações, sendo projetadas para partida do motor, iluminação e ignição, ciclo profundo (para alimentação de veículos elétricos) e sistemas de armazenamento de energia (sistemas FV). No atual momento, podemos dividir as tecnologias das baterias de Chumbo-Ácido em dois grupos principais, Baterias de Chumbo-Ácido ventiladas (inundadas) e as Baterias VRLA (VRLA), que possuem o seu eletrólito contido em um meio de vidro fibras ou gel (IEEE-SA-STANDARDS-BOARD, 2014).

2.2.1.1 Baterias de Chumbo-Ácido ventiladas

Países desenvolvidos utilizam baterias SLI ventiladas com design de ventilação aberta de chumbo-cálcio, tais baterias foram projetadas para ser utilizadas em descargas curtas com altas correntes para dar partidas no motor e fornecer cargas para iluminação por curtos períodos de tempo. Sua construção possui grades, projetadas para reduzir o consumo de água e manutenção, sua desvantagem é causada pelo fato das grades finas serem suscetíveis a rachaduras, corrosão e os processos normais de desgaste eletroquímico (IEEE-SA-STANDARDS-BOARD, 2014).

Ainda segundo IEEE-SA-Standards-Board (2014), um outro grupo de baterias SLI que são utilizadas em Sistemas FV, possuem uma construção semelhante às baterias SLI acima, exceto pelo motivo de usar baixa porcentagem de antimônio, aproximadamente entre 2% e 3%, nas grades, além dessas grades serem um pouco mais grossas. Uma observação histórica, essas baterias são semelhantes as baterias usadas em países desenvolvidos até a década de 1960, mas ainda são muito utilizados em países em desenvolvimento, possuindo semelhanças com as baterias marítimas de ciclo profundo. Essas baterias possuem grades um pouco mais grossas e uma liga mais resistente a rachaduras e perda prematura de capacidade de armazenamento. Ciclo de vida superior às baterias de chumbo-cálcio, porém menor do que as baterias de força motriz, usadas em carrinhos de golfe. Pode ser o único tipo de bateria disponível em muitos países e com os devidos cuidados, pode durar até um ano e meio (IEEE-SA-STANDARDS-BOARD, 2014).

Seguindo ainda IEEE-SA-Standards-Board (2014), a bateria marítima é uma bateria de ciclo profundo muito conhecida na indústria fotovoltaica. Com sua construção parecida com as baterias SLI de chumbo-antimônio, com grades mais grossas, resulta em uma melhoria significativa na habilidade de ciclos sem um grande aumento de custo. Baterias de carrinho de golfe são baterias de ciclo médio que também são muito conhecidas na indústria FV. A espessura das grades dessas baterias são em média de 3 a 4 mm, sendo que a espessura da grade fornece força extra e mais material metálico para atrasar o desgaste através de corrosão, o que

faz com que se minimize a perda de capacidade durante a vida útil da bateria. Comparando economicamente esta bateria com a marítima, as baterias usadas para carrinho de golfe possuem menor custo e mais ciclos de vida em pequenos sistemas FV adequadamente projetados.

As Baterias estacionárias industriais também são aplicáveis para sistemas fotovoltaicos, podendo ser utilizadas em aplicações de ciclos profundos e superficiais, apresentando bons resultados, porém podem ter custo elevado comparando com baterias de força motriz. Em um projeto de um sistema FV, isso pode acabar sendo uma consideração importante (IEEE-SA-STANDARDS-BOARD, 2014).

2.2.1.2 Baterias VRLA

As baterias de Chumbo-Ácido reguladas por válvula (VRLA), apareceram no cenário comercial no início dos anos 80 e tiveram um crescimento significativo desde então. Por ser a construção mais utilizada, agora representam uma grande parte do mercado de baterias FV (IEEE-SA-STANDARDS-BOARD, 2014). A tecnologia em sua construção foi um dos mais importantes desenvolvimentos do século XX, a estratégia de marketing da época foi vender o produto como uma bateria "lacrada" ou "sem manutenção" o que não é verdade, pois parte dos gases são perdidos no processo o que demanda certa manutenção (IEEE-SA-STANDARDS-BOARD, 2014).

Ainda segundo IEEE-SA-Standards-Board (2014), as baterias VRLA possuem maior custo, degradação mais rápida em altas temperaturas, controle de carga rigoroso e ciclos de vida menores quando comparado com a bateria ventilada. Apesar desses pontos, o que a torna a melhor escolha é o fato de não necessitar de uma disposição especial para liberar o gás hidrogênio além da ventilação do próprio local, sua instalação não requer muito espaço e seu transporte é bem mais fácil e seguro devido a imobilização do eletrólito.

A bateria VRLA possui 3 exclusivas características construtivas com relação às baterias ventiladas, e elas são (IEEE-SA-STANDARDS-BOARD, 2014):

- **O eletrólito cativo:** Ele é suspenso em fibras de vidro, conhecidas como manta de vidro absorvida ou suspenso em gel de sílica. Ocasionalmente é liberado uma quantidade pequena de gás hidrogênio e oxigênio quando está com carga;
- **Válvula de pressão de célula:** Esta válvula permite que se libere o excesso do gás quando a bateria atinge uma pressão pré determinada, a válvula também evita que o ar externo entre na bateria durante esse processo, o que causaria o descarregamento da bateria;
- **Ciclo de recombinação de oxigênio:** responsável por recombinar as partículas de oxigênio sem descarregar a bateria internamente durante o processo.

Para selecionar uma bateria chumbo-ácido, deve-se analisar sua disponibilidade, aplicação, desempenho, custo e tamanho do sistema da bateria. Devido seu peso e conter ácido sulfúrico, seu transporte é bem difícil e pode causar danos à bateria. Em locais distantes ou países em desenvolvimento, aconselha-se optar por baterias locais, devido à futuras trocas. Se as baterias ventiladas estiverem disponíveis, podem acabar sendo uma boa opção devido seu baixo custo, porém se o transporte de eletrólito líquido for difícil, aconselha-se optar pelas baterias seladas à

válvula, as baterias VRLA podem se tornar uma escolha econômica mais interessante. Quanto maior for o sistema FV, maiores devem ser as baterias (IEEE-SA-STANDARDS-BOARD, 2014) e (HASSANIN, 2014).

2.2.2 Baterias de Íon-Lítio

A bateria de Íon-Lítio possui uma vasta gama de aplicações, pois além de seu alto desempenho, também se pode construir uma bateria de Lítio do tamanho que desejar, alguns exemplos de aplicações: Smartphones, ferramentas elétricas (parafusadeira por exemplo), carros elétricos e baterias estacionárias de grande escala, também nota-se diferentes requisitos e tolerâncias para energia, densidade de potência, durabilidade, custos de material, sensibilidade e estabilidade (INTERNATIONAL ENERGY AGENCY, 2020).

Ainda segundo International Energy Agency (2020), apesar de que tudo está em constante evolução, alguns dos recursos dessa bateria ainda podem ser aprimorados através da engenharia, porém existem limites teóricos estabelecidos pelos materiais construtivos, os eletrodos da bateria e o eletrólito, que são responsáveis por armazenar a eletricidade e conduzi-la. Essas limitações implicam: na eficiência da bateria, no seu tempo de carga, na sua capacidade máxima de carga e máximo de descarga que não prejudica a vida útil da bateria.

2.2.2.1 Tendências de tecnologia em químicas de íons de lítio

Conforme pode-se observar na Tabela 2, um grande número de materiais estão sendo estudados, com diferentes propriedades e potenciais campos de atuação, analisando também suas aplicações, como FV (INTERNATIONAL ENERGY AGENCY, 2020).

Segundo International Energy Agency (2020), o futuro da evolução das baterias de íon de lítio está no estudo das possibilidades dos materiais para cátodos pois é o fator limitante na densidade de energia, que é a quantidade de energia armazenada por unidade de volume de bateria, a energia específica, que é responsável pela quantidade armazenada por unidade de massa de bateria e as reduções de custo.

Tabela 2 – Visão geral dos materiais para cátodo e ânodo para baterias de íon de lítio.

Materiais catódicos	Propriedades principais	Principais áreas de aplicação atuais
Óxido de lítio-cobalto (LCO)	<ul style="list-style-type: none"> - Excelente densidade de energia e alta estabilidade de ciclagem; - Alta tensão de saída; - Alto custo devido à disponibilidade limitada de cobalto. 	Eletrônicos portáteis
Óxido de lítio níquel cobalto manganês (NMC)	<ul style="list-style-type: none"> - Alta densidade de energia e alta capacidade; - Alta tensão de saída; - Níquel melhora a capacidade, mas está associado a baixa estabilidade térmica e química; - O cobalto melhora a carga / descarga e a cinética, mas é caro e escasso; - Manganês melhora a estabilidade; - Mudança de NMC 811 para NMC 111, melhor estabilidade térmica e retenção de capacidade são alcançadas enquanto a capacidade de descarga diminui. 	Veículos elétricos, eletrônicos portáteis
Óxido de lítio-níquel-cobalto-alumínio (NCA)	<ul style="list-style-type: none"> - Maior densidade de energia em comparação com NMC; - Materiais catódicos com teor de níquel semelhante, alta capacidade; - Segurança mais baixa do que NMC. 	Veículos elétricos, eletrônicos portáteis
Espinélio de óxido de lítio manganês (LMO)	<ul style="list-style-type: none"> - Capacidade moderada e densidade de energia moderada, segurança alimentar ; - Vida útil curta. 	Ferramentas elétricas, dispositivos médicos
Fosfato de lítio e ferro (LFP)	<ul style="list-style-type: none"> - Maior estabilidade térmica e química do que NMC, tensão de saída constante, ciclabilidade mais longa, materiais baratos e não tóxicos; - Menor densidade de energia e menor capacidade do que NMC. 	Veículos estacionários, elétricos, ferramentas elétricas
Materiais de ânodo	Propriedades principais	Principais áreas de aplicação atuais
Óxido de titanato de lítio (LTO)	<ul style="list-style-type: none"> - Alta segurança, longa vida útil, alta taxa de carga e descarga, maior ciclabilidade, materiais não tóxicos ; - Baixa densidade de energia, menor capacidade, menor tensão de saída. 	Veículos elétricos pequenos estacionários
Carbono / grafite / carbono macio / carbono duro	<ul style="list-style-type: none"> - Saída de alta tensão, alta capacidade, alta densidade de energia, boa estabilidade, baixo custo; - Desempenho de carregamento rápido limitado em baixas temperaturas. 	Todas as baterias de íon-lítio de alta energia
Lítio	<ul style="list-style-type: none"> - Alta densidade de energia, alta capacidade, alta tensão de saída - Problemas de segurança devido à fuga térmica e crescimento dendrítico; - Caro de manusear, necessidade de atmosfera inerte. 	Sem aplicações em baterias de lítio secundárias
Silício	<ul style="list-style-type: none"> - Alta capacidade - Baixa estabilidade do ciclismo devido à grande expansão do volume durante o ciclismo. 	Combinado em pequenas quantidades com ânodos à base de carbono

Fonte: Adaptado de International Energy Agency (2020)

2.2.2.2 Bateria de óxido de Titanato de Lítio

Pode-se dizer que esta bateria faz parte da nova geração de bateria de íons de Lítio, pois utiliza óxido de titanato de lítio ($Li_4Ti_5O_{12}$) em seu eletrodo negativo (ânodo) no lugar de grafite. Dentre os ânodos disponíveis, suas nanopartículas de óxido de titanato de lítio causam um aumento na área de contato entre eletrodo e eletrólito, reduz a distância de difusão para os íons de lítio e elétrons, deste modo reduz a resistência de polarização, o que resulta no carregamento mais rápido das células de titanato de lítio (YAO *et al.*, 2014).

Também vale ressaltar, que o óxido de titanato de lítio não sofre com a interferência da SEI (SEI) quando está operando acima de 1,0V. Deste modo, os problemas com segurança como formação de dendritos, revestimento de lítio e decomposição de eletrólitos, podem ser

evitados. O óxido de Titanato de Lítio possui outras vantagens como uma excelente estabilidade de ciclo, expansão de volume (inchaços na bateria) insignificante quando se carrega/descarrega, excelente desempenho em baixa temperatura, segurança superior, baixa toxicidade gerada pela bateria e baixo custo de material (YAO *et al.*, 2014).

Atualmente, suas aplicações são em veículos elétricos ou híbridos por conta da oferta de alta densidade de energia e seu peso leve. Por exemplo, a bateria de manganato de lítio é aplicada em modelos de veículos elétricos de algumas grandes marcas como no *Nissan Leaf EV*, *Chevrolet Volt*, *Renault Fluence*, enquanto a bateria de fosfato de ferro de lítio é aplicada no *BYD E6*. Espera-se que em breve, a produção das baterias de Titanato de Lítio seja em larga escala e que essa bateria tão inovadora seja acessível (YAO *et al.*, 2014). Devido sua alta densidade de energia, essa bateria logo poderá ser utilizada em larga escala em sistemas FV.

2.2.3 Comparativo entre as baterias de Chumbo-Ácido e de Íon-Lítio

Com o intuito de definir a bateria que será usada no projeto de geração solar Híbrido, tem-se a análise comparativa entre as baterias de Chumbo-Ácido e de Íon-Lítio.

Como cada tipo possui vantagens e desvantagens, Alguns aspectos serão abordados para que se tenha um entendimento sobre qual a melhor situação e bateria escolher, esses aspectos são: eficiência, ciclo de vida, carga/descarga e análise de custo (HASSANIN, 2014).

2.2.3.1 Eficiência

Podemos entender que a eficiência de uma bateria é sua razão entre valor de energia de descarga e a energia de carga.

$$\eta = \frac{E_{descarga}}{E_{carga}} \quad (1)$$

η = Eficiência;

$E_{descarga}$ = Valor de Energia de descarga;

E_{carga} = Valor de Energia de carga;

As baterias de Íon-Lítio possuem praticamente 100% de eficiência, entretanto, as baterias VRLA possuem eficiência próxima de 75% e posteriormente essa eficiência cai para 55%. Portanto, notou-se que as baterias de Íon-Lítio apresentaram variações muito menores em sua eficiência, enquanto as de VRLA são menos eficiente (HASSANIN, 2014).

2.2.3.2 Ciclo de vida

O que define o ciclo de vida são os números de ciclos de descarga da bateria e portanto, as baterias de Íon-Lítio superam as de VRLA. A vida útil da bateria afeta diretamente o SOC (SOC). Portanto verificou-se que com a DOD (DOD) à 50% e em uma temperatura de 25°C, a bateria de Íon-Lítio é capaz de atuar por 20-25 anos, e se aumentarmos o DOD para 100% (para fazer este teste, basta descarregar a bateria pela metade no caso dos 50% ou descarrega-la por completo no caso dos 100%), o tempo de operação da bateria cai para 12-16 anos (HASSANIN, 2014).

2.2.3.3 Desempenho de Carga / Descarga e avaliação de temperatura

Os dois tipos de bateria se comportam de formas diferentes durante a sua carga/descarga, a variação entre as baterias de Íon-Lítio e VRLA, são bem diferentes conforme seu tempo de uso. As baterias VRLA apresentam mudanças drásticas de desempenho quando as taxas de corrente de descarga são aumentadas, enquanto as de Lítio são minimamente afetadas, ou seja, as baterias de Lítio podem ser descarregadas com correntes maiores que seu desempenho pouco se altera, tornando-as melhores em comparação com a VRLA (HASSANIN, 2014).

Ainda segundo Hassanin (2014), durante o processo de carregamento, as baterias Lítio são bem mais rápidas em relação às VRLA. A vantagem da bateria VRLA em relação a de Lítio é sua segurança e eficiência em ambientes com temperaturas extremamente baixas, podendo ser carregadas com segurança em locais com temperatura de -20°C , em quanto as de Lítio não podem ser carregadas a temperaturas abaixo de 0°C (exceto as baterias de óxido de titânio de lítio). Em temperaturas que ocorre congelamento, o revestimento irreversível de Lítio líquido se desenvolve no ânodo durante o carregamento das células de íons de lítio. Se o carregamento for forçado, pode ocorrer uma fuga térmica causando a destruição da bateria com chamas e queima os objetos ao redor, a falha térmica também pode ocorrer quando o circuito de proteção está com defeito ou danificado pelo tempo como por exemplo, um carregador com defeito.

Já as baterias VRLA possuem uma química mais estável não necessitam de tal circuito de proteção, apesar de ainda poder sofrer com fuga térmica quando carregada incorretamente. Devido sua química utilizada ser mais estável, em temperaturas de congelamento, as baterias VRLA se mostram mais seguras do que as de Lítio. O dimensionamento dos níveis de descarga de uma bateria variam de acordo com sua tecnologia de construção, para as VRLA, o recomendado para uma maior vida útil é uma profundidade de descarga máxima de 30%, ou seja, a bateria ter 70% de carga. A bateria de íon de lítio por possuir um desempenho melhor, o ideal é mantê-la com carga entre 75% e 65% de carga, ou seja, descarga máxima de 35% (HASSANIN, 2014).

2.2.3.4 Análise de custos

Devido seu alto custo, as baterias de Lítio são sempre dispensadas em projetos de armazenamento estacionário que possuem restrições orçamentárias significativas, pois o preço mais baixo para baterias VRLA resulta em um custo mais baixo por unidade de energia armazenada em uma carga (HASSANIN, 2014).

O custo de aquisição é o maior obstáculo da bateria de Lítio, pois um pacote de íons de lítio custa entre US\$ 400 a US\$ 700 (Dólares) por kWh desejado, dependendo do fabricante, a o número de ciclos de carga/descarga da bateria de Lítio é em torno de 2000 a 4000 ciclos. Por outro lado, o custo de aquisição de uma bateria VRLA é em torno de US\$ 150 a US\$ 200 por kWh, dependendo do fabricante, a o número de ciclos de carga/descarga da bateria VRLA é em torno de 500 a 3000 ciclos (HASSANIN, 2014).

Se observarmos o custo por energia armazenada durante toda sua vida útil, portanto, o custo para a bateria de Íon-Lítio sairia aproximadamente US\$ 0,35 por kWh durante sua vida operacional, enquanto o VRLA custaria aproximadamente US\$ 0,40 por kWh durante sua vida operacional. Se pegarmos como base 2000 ciclos de carga-descarga, a bateria de Íon-Lítio mesmo com seu custo de aquisição maior, nos proporcionaria uma economia de US\$ 100, pois devido sua alta durabilidade, essas baterias demandariam bem menos substituições que as baterias VRLA.

Portanto, se observarmos o aspecto de armazenamento durante a vida útil, a bateria de Lítio a longo prazo é mais barata pois necessita de menos trocas ao longo dos anos quando comparado com a VRLA, ou seja, quando se divide o custo inicial ao longo de seu tempo de vida, nota-se que a bateria de Lítio se torna a mais viável.

2.3 Controladores para as baterias

Quando definimos o banco de baterias e o arranjo FV do sistema Híbrido, faz-se o dimensionamento e seleção do controlador responsável pela carga das baterias. Os controladores são extremamente importantes para os sistemas FV, pois são projetados para evitar o carregamento excessivo das baterias. Os controladores para sistemas FV costumam utilizar um dos quatro métodos básicos de controle de carga, que são: on/off, tensão constante, PWM (PWM) e MPPT (MPPT) (IEEE-SA-STANDARDS-BOARD, 2014).

Ainda segundo IEEE-SA-Standards-Board (2014), de acordo com a potência projetada dos arranjos das placas e do banco de baterias, pode-se escolher um dispositivo mais simples que trabalha ligando/desligando o arranjo FV do banco de baterias (sistema on/off), ou um controlador mais sofisticado, capaz de gerenciar os níveis de tensão e corrente enviadas às baterias, no entanto, mais sofisticação significa maior custo de aquisição do controlador, o que também significa maior desempenho.

Todos os tipos de controladores de carga funcionam bem, mas é de suma importância utilizar a tensão de regulação correta para o projeto da bateria e do sistema (IEEE-SA-

STANDARDS-BOARD, 2014).

As baterias VRLA por exemplo, são controladas mais facilmente pelos controladores PMW, MPPT e controle por tensão constante, isso ocorre porque tem-se uma dificuldade para conseguir identificar o intervalo de tempo correto entre a desconexão de alta tensão e a reconexão dos controladores on/off (IEEE-SA-STANDARDS-BOARD, 2014).

Normalmente, os fabricantes das baterias fornecem os pontos de ajuste de tensão constante recomendados, que também são iguais aos pontos de ajuste do controlador PWM (SOL, 2019).

Caso se faça necessário a alimentação de aparelhos que utilizem CA (CA), utilizamos um inversor, dimensionado de acordo com a potência que os aparelhos alimentados utilizarão, tal potência deve ser sempre maior do que as cargas que serão alimentadas (SOL, 2019).

2.4 Inversores

O inversor é o componente do sistema FV responsável por converter a energia elétrica gerada pelos painéis, de Corrente Contínua (CC) para Corrente Alternada (CA), ele também garante a segurança do sistema e mede a energia produzida pelas placas solares. Ele pode ser instalado no caso de residências, próximo ao quadro de distribuição. No caso de mini-usinas, normalmente se constrói uma sala somente para os inversores, pois costumam ser de grande porte e ocupar grandes espaços físicos (SOLAR, 2018).

Para os sistemas Híbridos, usa-se os os inversores para converter a corrente contínua (CC) que podem ser de 12, 24 ou 48 Volts para a corrente alternada (CA), no Brasil, usa-se as tensões de 127/220V e frequência de 60 Hz para atender à demanda de energia dos aparelhos eletrônicos e eletrodomésticos convencionalmente usados em residências (SOLAR, 2018).

O micro inversor é conectado na placa de forma que a energia gerada quando gerada em CC praticamente já é transformada em CA, ou seja, a energia sairia da placa com uma tensão CA, antes mesmo da possibilidade de passar pelas baterias (SOLAR, 2018). Portanto, O micro inversor não é um inversor interessante para os sistemas Híbridos.

Para selecionar a potência do inversor, deve-se saber se o projeto futuramente sofrerá uma expansão ou não, pois em caso de possível expansão, pode-se prever inversores com mais potência, para ser capaz de atender tal expansão sem a substituição do inversor (SOLAR, 2018).

2.5 Sistema on-grid vs híbrido

Um sistema FV on-grid, é composto pelos painéis fotovoltaicos, conectados aos inversores e por fim conectados à rede. O sistema on-grid, é dividido em 2 etapas:

- Painéis FV: convertem a radiação solar em energia elétrica;
- Inversores: convertem a tensão CC produzida pelo painel FV em tensão CA para ser injetado na rede;

O sistema FV Híbrido, é composto pelos painéis fotovoltaicos, que são integrados em controladores de carga, em seguida, conectados ao sistema de baterias e posteriormente aos inversores, e ou a rede. Considerando apenas o Híbrido, pode-se dizer que o Sistema pode ser dividido em 4 partes (KHATAMI *et al.*, 2013):

- Painéis FV: converte a radiação solar em energia elétrica;
- Controladores: cuidam do armazenamento de energia para a bateria para posteriormente fornecê-la para a carga.
- Baterias: armazenam a energia para injetar na rede durante horário de ponta;
- Inversores: converte a tensão CC produzida pelo painel FV em tensão CA;

2.6 Modalidades tarifárias de energia elétrica

No Brasil, existem alguns tipos de tarifação, porém a que possui relação com o estudo em questão, são as voltadas para a categoria residencial, sendo a tarifa convencional, denominada B1 e a tarifa branca.

Como para a tarifa convencional, o custo de kWh não varia, ou seja, independente da hora do dia, seu valor é fixo, fica como melhor aplicação o sistema FV on-grid, o principal motivo, não importa a hora que o sistema injetar a energia na rede, o valor sempre será o mesmo.

Para a tarifa branca, o custo do kWh varia entre 3 categorias, cada uma por determinado período do dia, ou seja, em determinado horário do dia o custo possui um valor. Portanto pretende-se utilizar tal modalidade de modo que o consumidor tenha a melhor rentabilidade sobre ela. Para isso, utiliza-se o sistema híbrido, que através da energia armazenada nas baterias, tem-se a possibilidade de injetar na rede no horário que o custo da kWh for maior, ou seja, tendo uma valorização sobre a energia armazenada nas baterias.

3 NORMATIVA ENVOLVENDO SISTEMA SOLAR

As normas técnicas da Associação Brasileira de Normas Técnicas (ABNT) e as Normas Regulamentadoras (NR) contribuem para a garantia da segurança das instalações, elevando a qualidade da execução dos serviços, minimizando os riscos de acidentes e o número de reprovações nas instalações durante as fiscalizações.

A seguir, será apresentado as normas que tanto um instalador quanto um projetista FV deverão conhecer para garantir que seu sistema FV esteja em conformidade com os critérios desejados pelas normas vigentes brasileiras (PROJETOFOTOVOLT, 2018).

3.1 Norma ABNT NBR 5410:2004 – Instalações elétricas de baixa tensão

A Norma *ABNT NBR 5410* estabelece os critérios para instalações elétricas de baixa tensão. Apesar desta norma atender projetos FV, ela não é de todo utilizada devido sua elaboração ter sido feita em 2004, e na época, usava-se energia solar somente para estudo. Em 2018 foi elaborada a Norma *ABNT 16690*, de forma a complementar a norma 5410, pois foram estabelecidos critérios atuais para os projetos FV (PROJETOFOTOVOLT, 2018).

3.2 NR 35 - Trabalho em Altura

Para sistemas FV, esta normativa é imprescindível, pois os módulos FV se localizam em locais altos (geralmente telhados ou lajes). Os funcionários responsáveis pela instalação dos módulos, se submetem ao risco de queda quando trabalham nessas condições.

A NR 35 é uma norma voltada à segurança dos trabalhadores em alturas, ou seja, proteção envolvendo o planejamento, a organização e a execução dos trabalhos com alturas acima de 2 m do nível inferior, onde existe possível risco de queda.

Em construção civil a principal causa de mortes são as quedas devido à falta de segurança e a NR 35 visa minimizar de forma significativa os números desse tipo de acidente (FEDERAL, 2021b).

3.3 NR 10 – Segurança em instalações e serviços em eletricidade

Esta norma é voltada à segurança do trabalhador que efetua a instalação do sistema FV (FEDERAL, 2021a). Conforme descrito em ABNT (2021),

Esta Norma Regulamentadora - NR estabelece os requisitos e condições mínimas objetivando a implementação de medidas de controle e sistemas preventivos, de forma a garantir a segurança e a saúde dos trabalhadores que, direta ou indiretamente, interajam em instalações elétricas e serviços com eletricidade.

Esta Norma Regulamentadora - NR se aplica às fases de geração, transmissão, distribuição e consumo, incluindo as etapas de projeto, construção, montagem, operação, manutenção das instalações elétricas e quaisquer trabalhos realizados nas suas proximidades, observando-se as normas técnicas oficiais estabelecidas pelos órgãos competentes e, na ausência ou omissão destas, as normas internacionais cabíveis. (TRABALHISTA, 2004)

3.4 Norma ABNT NBR 16690:2019 – Instalações elétricas de arranjos fotovoltaicos – Requisitos de projeto

Conforme descrito no site da ABNT envolvendo a NBR 16690:

Esta Norma estabelece os requisitos de projeto das instalações elétricas de arranjos fotovoltaicos, incluindo disposições sobre os condutores, dispositivos de proteção elétrica, dispositivos de manobra, aterramento e equipotencialização do arranjo fotovoltaico. O escopo desta Norma inclui todas as partes do arranjo fotovoltaico até, mas não incluindo, os dispositivos de armazenamento de energia, as unidades de condicionamento de potência ou as cargas. Uma exceção é a de que disposições relativas a unidades de condicionamento de potência e/ou a baterias são abordadas apenas onde a segurança das instalações do arranjo fotovoltaico está envolvida. A interligação de pequenas unidades de condicionamento de potência em corrente contínua para conexão a um ou dois módulos fotovoltaicos também está incluída no escopo desta Norma. (ABNT, 2019).

3.5 Norma ABNT NBR 16274:2014 – Sistemas fotovoltaicos conectados à rede — Requisitos mínimos para documentação, ensaios de comissionamento, inspeção e avaliação de desempenho

A norma *ABNT NBR 16274*, para sistemas fotovoltaicos conectados à rede, possui três focos (PROJETOFOTOVOLT, 2018):

- Apresentam as especificações dos itens de um laudo técnico pós-instalação, ou seja, o que deve ser documentado após a instalação;
- Estabelecer os requisitos de inspeção na instalação;
- Garantia da qualidade do sistema FV instalado, ou seja, mostra os procedimentos de avaliação do sistema FV após sua montagem estar finalizada.

3.6 ABNT NBR 5419-1:2015 – Proteção contra descargas atmosféricas – Todas as Partes

Como os sistemas FV são instalações elétricas, eles necessitam de elementos para a proteção contra surtos de tensão na rede, pois são instaladas a céu aberto e portanto, vulneráveis à descargas atmosféricas. Para atender essa finalidade, usa-se a *ABNT NBR 5419*, que servirá para instruir sobre essas questões entre o sistema FV e o Sistema de Proteção de Descarga Atmosférica (SPDA) (PROJETOFOTOVOLT, 2018).

3.7 ABNT NBR 16149:2013 - Sistemas Fotovoltaicos (FV) - Características de interface de conexão com a rede elétrica de distribuição

A norma *ABNT NBR 16149:2013* possui como escopo os seguintes parâmetros conforme descrito a seguir:

Esta Norma estabelece as recomendações específicas para a interface de conexão entre os sistemas fotovoltaicos e a rede de distribuição de energia elétrica e estabelece seus requisitos.

Esta Norma se aplica aos sistemas fotovoltaicos que operam em paralelo com a rede de distribuição.

NOTA 1: Esta Norma não contempla compatibilidade eletromagnética e os procedimentos de ensaio de anti-ilhamento.

NOTA 2: Os requisitos para a conexão dos sistemas fotovoltaicos à rede podem variar quando é utilizado um sistema de armazenamento de energia ou os sinais de controle e comando são provenientes da distribuidora.(ABNT, 2013)

4 DESENVOLVIMENTO DE PROJETO

Quando se trata do desenvolvimento de um projeto, sempre deve-se traçar um planejamento, cumprir requisitos e atender a expectativa do cliente, de modo que ao final do projeto os resultados desejados sejam atingidos. Este capítulo apresentará o desenvolvimento do projeto de um sistema FV on-grid e híbrido.

Em projetos fotovoltaicos, para o memorial de cálculos é necessário seguir algumas etapas, portanto cada etapa será explanada e discutida no decorrer deste capítulo.

4.1 Dados da unidade consumidora de energia elétrica

Esta seção visa abordar os principais dados necessários para ambos os projetos FV discutidos neste trabalho.

4.1.1 Consumo de energia elétrica da unidade

Para o início de um projeto, é necessário obter no mínimo um histórico de consumo dos últimos 12 meses do cliente. Desta maneira, será considerado os dados de uma unidade consumidora de energia conforme descrito na Tabela 3 para realização do estudo envolvendo geração FV on-grid e híbrido.

Tabela 3 – Consumo mensal em 12 meses do cliente.

	Mês/Ano												Total
	08/21	09/21	10/21	11/21	12/21	01/22	02/22	03/22	04/22	05/22	06/22	07/22	
<i>kWh</i>	584	342	530	522	478	520	530	488	574	610	718	584	6480
<i>Custo R\$</i>	569,99	338,70	528,01	529,16	486,48	522,15	522,78	482,43	544,69	540,31	629,61	455,37	

Fonte: Autoria própria (2022)

Na Tabela 3 é apresentado o consumo total de 6480kWh anual, onde o custo mensal foi considerado para a tarifa convencional, comum a maioria das residências brasileiras.

Para o cálculo de consumo médio mensal, deve-se somar todos os consumos mensais e dividir pela quantidade de meses, neste caso, consideram-se 12 meses e portanto tem-se:

$$CMMT = \frac{\text{Consumo anual}}{\text{Número de meses}}, \quad (2)$$

sendo que CMMT é o consumo médio mensal teórico. Como o consumo anual é 6480kWh e o número de meses é 12, o resultado de (2) é de 540kWh.

Para o consumo médio mensal real do projeto, tem-se que subtrair a taxa mínima de consumo (para instalações trifásicas esta taxa é de 100kWh), do consumo médio mensal calculado, deste modo, tem-se:

$$CMM = CMMT - TMC, \quad (3)$$

sendo que CMM é o consumo médio mensal e TMC a taxa mínima de consumo. Portanto, de (3) tem-se que o consumo mensal médio é de $440kWh$. Por outro lado, é possível obter o gasto diário dividindo o consumo médio mensal pelo número de dias em um mês:

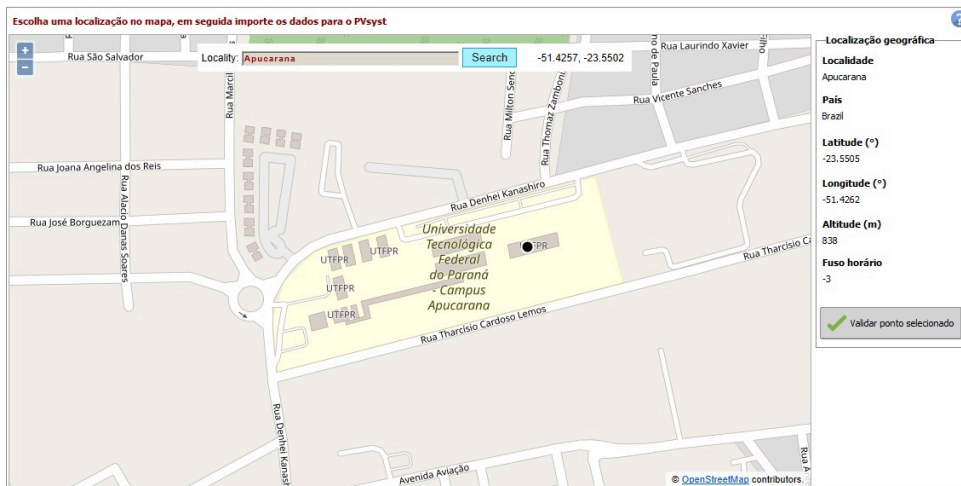
$$GD = \frac{CMM}{ND}, \tag{4}$$

onde GD é o gasto diário, ND o número de dias (no mês). Logo, como o consumo médio mensal é $440kWh$ e o número de dias no mês é 30, de (4) o gasto diário é $14,67kWh$.

4.1.2 Localização da unidade consumidora

Para obter os dados da localização geográfica onde o projeto será executado, utilizou-se a longitude e latitude definidos pelo *software* PVsyst, tais valores podem ser observados na Figura 6.

Figura 6 – Localização geográfica da unidade consumidora.



Fonte: Autoria própria (2022)

Para se obter a irradiação solar sobre Apucarana, utilizou-se como fonte o site "*Centro de Referência para as Energias Solar e Eólica Sérgio de S. Brito* (CRESESB). Após preencher os dados das coordenadas geográficas obteve-se a seguinte no site a Figura 7 com a tabela contendo os valores de irradiação ao longo do ano e sua média anual. Nota-se que a maior média anual de irradiação solar em Apucarana é de $5,07 kWh/m^2 \cdot dia$.

Figura 7 – Irradiação solar sobre Apucarana.

Estação: Apucarana
Município: Apucarana , PR - BRASIL
Latitude: 23,601° S
Longitude: 51,349° O
Distância do ponto de ref. (23,6511° S; 51,42859° O): 9,8 km

#	Ângulo	Inclinação	Irradiação solar diária média mensal [kWh/m ² .dia]													
			Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Média	Delta
<input checked="" type="checkbox"/>	Plano Horizontal	0° N	5,79	5,60	5,19	4,55	3,61	3,29	3,51	4,47	4,64	5,25	5,92	6,16	4,83	2,87
<input checked="" type="checkbox"/>	Ângulo igual a latitude	24° N	5,21	5,34	5,36	5,21	4,50	4,32	4,52	5,36	4,96	5,12	5,40	5,44	5,06	1,12
<input checked="" type="checkbox"/>	Maior média anual	21° N	5,32	5,40	5,37	5,16	4,42	4,22	4,43	5,29	4,95	5,17	5,50	5,56	5,07	1,34
<input checked="" type="checkbox"/>	Maior mínimo mensal	37° N	4,66	4,93	5,16	5,28	4,73	4,63	4,82	5,54	4,87	4,79	4,86	4,81	4,92	,91

Fonte: Adaptado de CRESESB (2018)

4.2 Projeto do Sistema On-Grid

Considerando os dados da unidade consumidora de consumo e sua localização geográfica, tem-se o objetivo nesta seção de realizar o projeto do sistema FV on-grid em que o consumidor irá se manter na tarifa convencional. O projeto foi realizado buscando injetar na rede elétrica a quantidade de energia elétrica necessária para a autossuficiência da residência, desconsiderando apenas os 100kWh mínimo exigido pela concessionária para instalações trifásicas.

4.2.1 Número de módulos

Inicialmente tem-se o objetivo de realizar a escolha da quantidade de módulos FV, e como os painéis fornecem uma tensão CC é necessário primeiro calcular a potência em corrente contínua de projeto. Portanto, para avaliar a quantidade de painéis solares basta dividir a potência de projeto pela nominal do painel.

Para calcular a potência CC da residência, deve-se dividir o gasto diário pela irradiação multiplicada pela eficiência das placas:

$$P_{CC} = \frac{GD}{IS \cdot (1 - PP)}, \quad (5)$$

sendo que PP é a perda nas placas, P_{CC} a potência em corrente contínua e IS a irradiação solar.

Desta forma, aplicando os valores conhecidos do gasto diário (14,67kWh), irradiação solar (5,07) e as perdas nas placas (geralmente próximo de 0,20 para a maioria das placas atuais) em (5) obtém-se a potência em CC de 3,62kW.

Para avaliar a quantidade de painéis, basta dividir a potência em corrente contínua calculada, pela potência do painel definido. Para este caso, optou-se pelo painel HiKu6 Mono PERC Cs6W-550MS de 550W da marca *CanadianSolar*. A Tabela 4 apresenta as principais informações do painel escolhido.

Tabela 4 – característica elétrica do módulo.

Modelo módulo	CS6W-550MS
Potência nominal	550W
Corrente de operação	13,2A
Tensão de circuito aberto	49,6V

Fonte: Adaptado de Canadian Solar (2022)

$$NM = \frac{P_{CC}}{PM}, \quad (6)$$

onde NM é o número de módulos, P_{CC} a potência em corrente contínua e PM a Potência do módulo.

Portando, sendo a potência CC de $3,62kW$ e a potência do módulo $0,55kW$, de (6) tem-se a definição da quantidade de painéis FV, que foi de 6,58 painéis, porém como não é possível 0,58 painel, o valor considerado será o de 7 painéis.

4.2.2 Inversor

Para se definir o inversor, é necessário recalcular a potência CC. Conforme (7) e multiplicando o número de módulos por sua potencia nominal e em seguida dividir este resultado pela soma de 1 com o valor de *overload* desejado tem a nova potência CC considerada para a definição do inversor baseando-se nas potência CC instalada com o uso das placas. Posteriormente, para a potência CA, deve-se calcular conforme (8).

$$P_{CC} = \frac{NM \cdot P_{modulos}}{1 + overload}, \quad (7)$$

$$P_{CA} = N_{inv} \cdot P_{CC}, \quad (8)$$

sendo P_{CA} a potência em corrente alternada e N_{inv} a eficiência do inversor. Vale ressaltar que de (8) com a eficiência do inversor sendo de 0,98 (98%) e a nova potência CC que é $3,08kW$, obtém-se a potência CA no valor de $3,02kW$.

Neste trabalho foi utilizado o catálogo da fabricante *Growatt* para a escolha do inversor de frequência. Dentre os modelos disponíveis, o inversor escolhido foi o MIC 3000TL-X, com base na potência CA calculada.

4.2.3 String

Segundo o *datasheet* do inversor, ele suporta uma tensão CC de 500V e uma corrente de 16A na entrada CC, e cada módulo possui 49,6V e 13,2A, efetuando associação em série dos módulos, temos que a *string* ficará com a ligação descrita na Figura 8.

Figura 8 – String dos módulos.



Fonte: Autoria própria (2022)

Portanto, considerando a associação série projetada tem-se a tensão da *string* de $V_{string} = 347,2V$ e a sua corrente de $I_{string} = 13,2A$. Os valores foram obtidos considerando a soma das tensões e mesmo valor de corrente dos painéis FV.

4.2.4 Simulação Sistema On-Grid via PVsyst

Para a simulação de um sistema on-grid, utilizou-se o *software* PVsyst. Por se tratar de um *software* pago, tanto a simulação quanto todos os procedimentos que necessitam dele, foram feitos no período de avaliação gratuita de 30 dias.

Para que o PVsyst simule o projeto, o projetista precisa informar alguns dados, que são: Ficheiro de localização, ficheiro meteorológico e as variantes, sendo que dentro das variantes, os dados preenchidos se dividem entre parâmetros principais e opcionais.

4.2.4.1 Ficheiro de localização e meteorológico

Dentro do próprio PVsyst, é possível encontrar a localização geográfica desejada para o projeto. Após marcado o local, o *software* disponibiliza algumas opções para importação de dados meteorológicos, a utilizada foi: PVGIS TMY VERSÃO 5.2. Com isso, se estabelece os dados de irradiação solar ao longo do ano na região escolhida.

4.2.4.2 Parâmetro envolvendo Orientação

Responsável por informar o ângulo do plano do módulo e o azimute. O ângulo de plano considerado foi de 23° e o azimute ideal, ou seja, 0°.

4.2.4.3 Parâmetro envolvendo sistema FV

Este campo é onde se encontra um grande acervo de módulos e inversores, de diversas marcas e modelos. Assim como no projeto teórico, foi adotado os mesmos modelos e números de módulos e inversores para ter um paralelo comparativo entre ambos projetos.

4.2.4.4 Parâmetro envolvendo perdas detalhadas

Para os parâmetros térmicos, foi utilizado a opção "Integrado com isolamento completa posterior", pois como verificado no *help* do próprio *software*, esta opção deve ser utilizada para sistemas instalados em telhados ou locais similares, pois existe pouca ou nenhuma circulação de ar na parte posterior do módulo. Portanto, ele só será resfriado pela superfície que está voltada para cima. Sobre os outros fatores preenchidos, não foi modificado, manteve-se o sugerido pelo *software*, conforme observado na Figura 9.

Figura 9 – Parâmetro térmico.

Fonte: Autoria própria (2022)

4.2.4.5 Parâmetro envolvendo perdas Ôhmicas

As perdas ôhmicas, são as perdas que o sistema sofre por conta do condutor, onde considera-se a bitola, o comprimento, e a resistividade específica do material do condutor. O valor a ser considerado nas perdas ôhmicas será obtido após alguns cálculos.

Primeiro calcula-se a resistividade do fio usado na instalação. Portanto, utiliza-se a fórmula da resistividade elétrica do condutor, observada em (9).

$$R = \frac{\rho \cdot L}{A}, \quad (9)$$

sendo R a resistividade elétrica do condutor, ρ a resistividade elétrica do material do condutor, L o comprimento do condutor e A a área do condutor.

O fio usado possui 4mm de bitola, 40m de comprimento e por ser de cobre possui uma resistividade elétrica do material $1,72 \cdot 10^{-8}$, desta forma tem-se que de (9) que a resistividade no condutor é $0,172\Omega$. Calculando a queda de tensão no condutor, tem-se:

$$V_{cond} = R_{cond} \cdot I_{string} \quad (10)$$

onde V_{cond} será a queda de tensão no condutor, R_{cond} a resistividade do cabo e I_{string} a corrente da string. Portanto, de (10) com a resistividade sendo $0,172\Omega$ e a corrente na string sendo $13,2A$, a queda de tensão no condutor é de $2,27V$.

Com a queda de tensão no condutor, pode-se calcular a porcentagem que ela representa para o sistema e com isso informar ao PVsyst. Para isso, obtém-se:

$$P_{cond} = 100 - \left(\frac{|V_{string} - V_{cond}|}{V_{string}} \cdot 100 \right) \quad (11)$$

Através de (11), chega-se que a porcentagem de perda ôhmica causada ao sistema é de $0,65\%$, portanto, foi inserido no PVsyst como pode-se observar na Figura 10.

Figura 10 – Perdas ôhmicas no PVsyst.

Circuito DC: perdas ôhmicas do grupo

Especificado por

Res. global dos cabos mΩ Calculado

Fração de perdas em STC % Predefinido

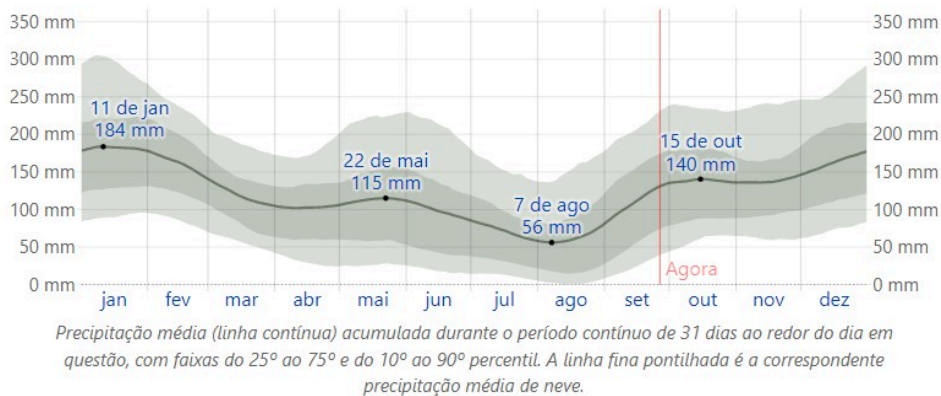
Queda de tensão do diodo série V Predefinido

Fonte: Autoria própria (2022)

4.2.4.6 Parâmetro envolvendo perdas por sujidade

Para preencher estes valores no *software*, primeiramente foi pesquisado o histórico de chuvas durante o ano na região do projeto conforme observa-se na Figura 11. Tal estudo foi feito, para ter uma maior precisão nos valores adotados.

Figura 11 – Volume de chuva em Apucarana no Ano de 2022.



Fonte: Adaptado de WeatherSpark (2022)

Baseando-se nas precipitações da região, foi adotado valores entre 0,2% e 3%, sendo esses valores respectivamente perdas por sujidade de acordo com o volume de chuvas no mês. Os valores de chuva e de perdas respectivamente, estão presentes na Tabela 5.

Tabela 5 – Perdas por sujidade mês a mês.

	Mês											
	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
Chuva(mm)	182,6	164,0	117,2	102,6	113,9	98,2	72,1	59,5	110,6	140,4	136,4	162,8
Perdas em (%)	0,2	0,5	1,25	1,6	1,3	1,8	2,7	3	1,5	0,9	1	0,5

Fonte: Autoria própria (2022)

Com base nos dados obtidos, inseriu-se tais valores no PVsyst, conforme pode-se observar na Figura 12.

Figura 12 – Perdas por sujidade no PVsyst.

Valores de sujidade mensais

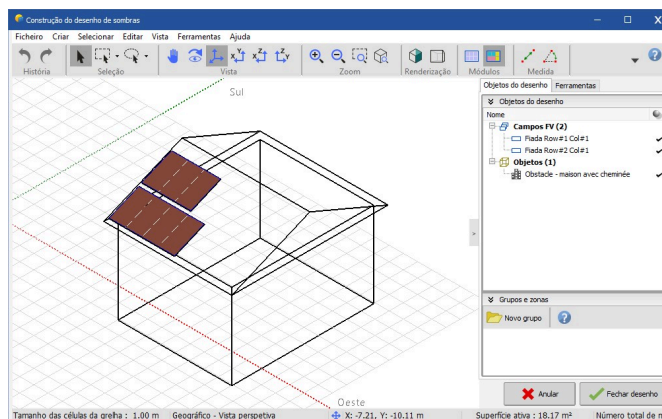
Jan.	0.2 %	Jul.	2.7 %
Fev.	0.5 %	Ago.	3.0 %
Mar.	1.3 %	Set.	1.5 %
Abr.	1.6 %	Out.	0.9 %
Mai.	1.3 %	Nov.	1.0 %
Jun.	1.8 %	Dez.	0.5 %

Fixar todos como julho

Fonte: Autoria própria (2022)

4.2.4.7 Disposição dos módulos

Para a simulação, neste campo é inserido o local e a disposição da *string*. No caso, a *string* definida no projeto foi definida e alocada conforme pode-se observar nas Figuras 13 e 14.

Figura 13 – Módulos alocados no telhado.

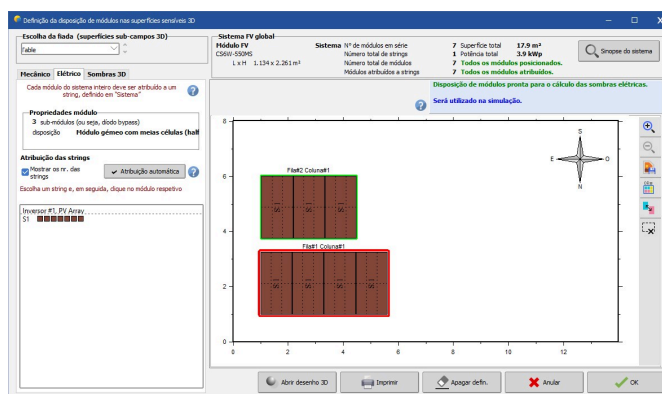
Fonte: Autoria própria (2022)

4.2.4.8 Resultados da simulação

Com todos os parâmetros preenchidos, executa-se a simulação, o próprio *software* gera um relatório com os resultados. O PVsyst também gera um diagrama de perdas como pode-se observar na Figura 15.

Através dos dados gerados pelo PVsyst e exportados para o *excel* foi possível verificar os dados de energia gerada hora a hora em cada dia do ano. Diante desta informação, fez-se uma média de cada hora ao longo do dia do ano. Para exemplificar, calculou-se a média gerada das 14h às 15h e das 15h às 16h, isto é, ao longo do ano, tirou-se a média dessa faixa horária de todos os dias, obtendo-se como resultado final uma média de energia gerada nesta faixa horária. Portanto, para a faixa horária das 0h às 23h, de modo que de uma em uma hora possua a média

Figura 14 – Disposição da String.



Fonte: Autoria própria (2022)

horária anual, basta repetir o mesmo processo, de forma análoga. O resultado foi o gráfico da Figura 17.

4.3 Sistema Híbrido

No sistema híbrido, como para a tarifação varia de acordo com o horário de consumo, a forma ideal seria alocar medidor de energia na unidade consumidora e medir o perfil de consumo do local ao longo de 1 ano, porém, como nem sempre esta forma é possível, buscou-se o estudo de Santos (2016), para determinar o perfil de consumo.

Para o sistema on-grid, o perfil de consumo durante o dia, é pouco relevante, pois a tarifa convencional possui custo fixo de kWh ao longo do dia. Por outro lado, para o sistema híbrido será considerado a tarifa branca, este perfil de consumo é essencial, pois o valor da tarifa mensal depende dos horários em que o consumo de energia ocorre na residência.

Para determinar este perfil de consumo, utilizou-se de base o estudo feito por Santos (2016), onde o autor através de lógica fuzzy, determinou o perfil de consumo em uma residência com 5 pessoas. Foi levado em consideração os seguintes aspectos: a residência estar localizada em uma cidade pequena e uma cidade grande, o fator climático, ou seja, clima ameno, quente e frio.

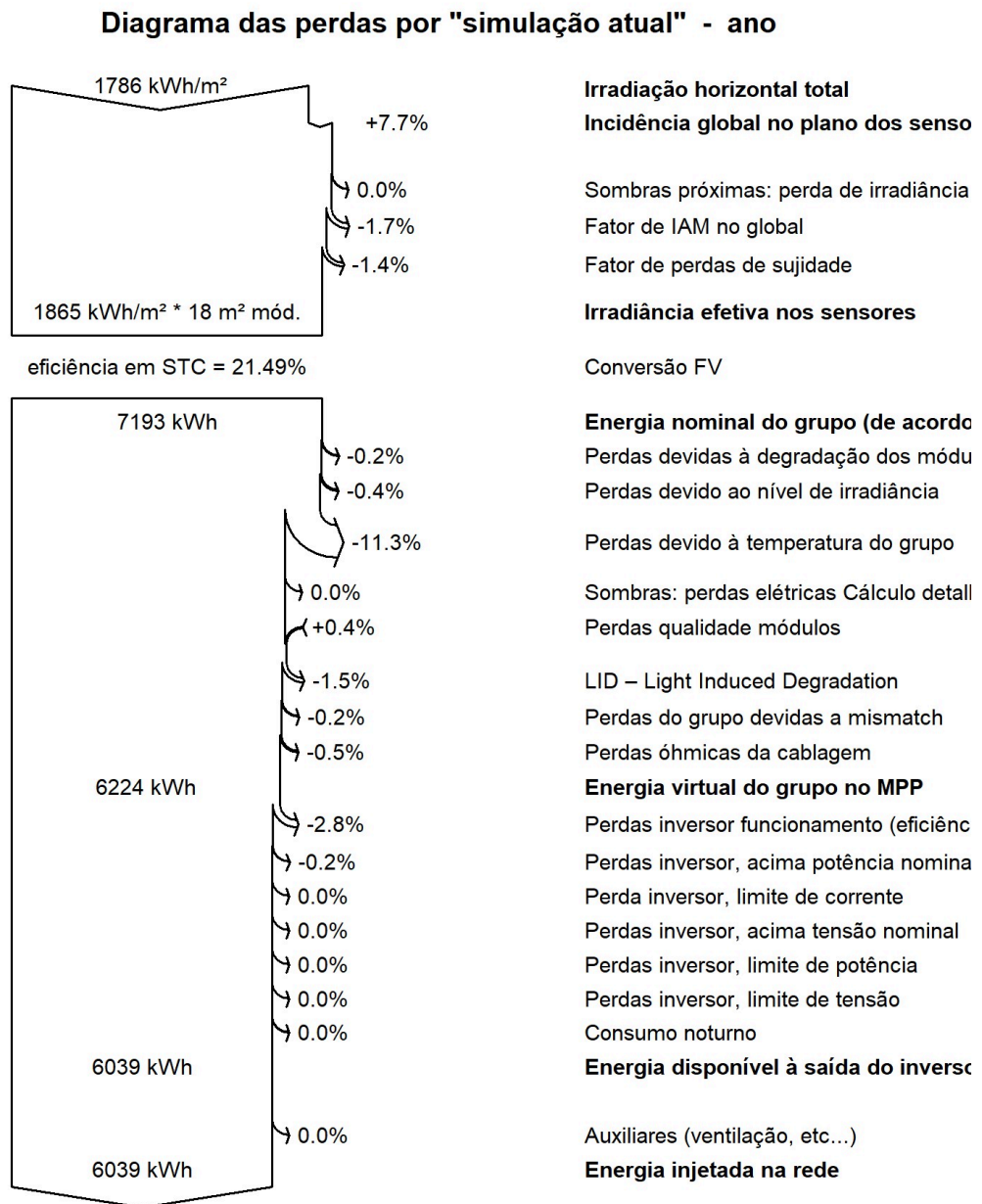
Para realizar o projeto do sistema híbrido, foi utilizado de base para consumo hora/dia os valores mensais das tarifas anteriormente mencionadas na Tabela 3 e para definir o consumo ao longo do dia adotou-se os resultados obtidos no estudo proposto por Santos (2016).

4.3.1 Dimensionando as baterias

O dimensionamento das baterias está diretamente ligado a escolha da modalidade tarifária branca, pois como o preço do kWh é diferente ao longo do dia, tem-se o objetivo de utilizar a bateria apenas no horário de ponta e intermediário.

Considerando que o consumo de energia elétrica pode variar ao longo do ano, sofrendo alterações principalmente relacionadas com as estações do ano, foi utilizado os resultados obtidos

Figura 15 – Diagrama de perdas do sistema.



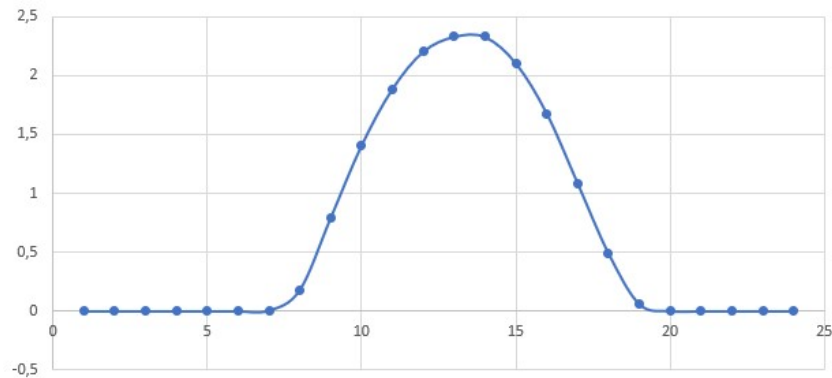
Fonte: Autoria própria (2022)

por Santos (2016) para obtenção das curvas de consumo nas quatro estações.

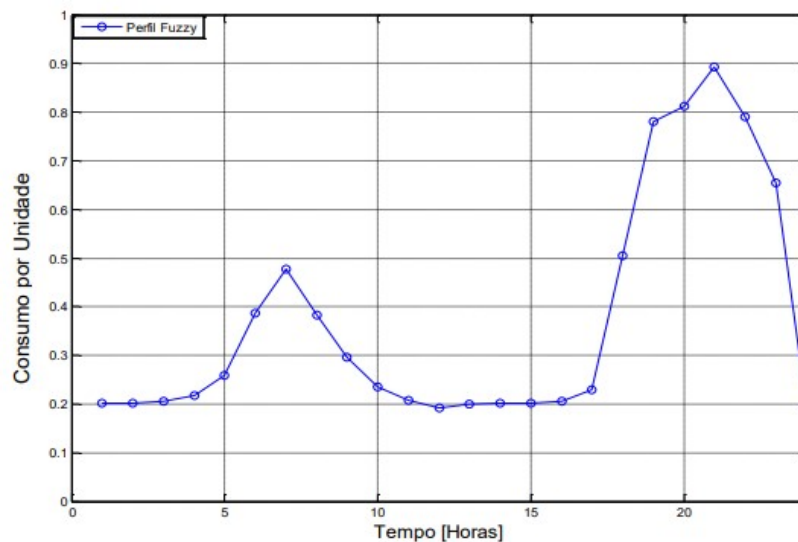
Dentre as estações do ano, o maior consumo de energia elétrica durante o horário de ponta foi no inverno e consequentemente utilizado para o dimensionado da energia que deve ser armazenada nas baterias.

O gráfico da Figura 17 foi obtido em Santos (2016) e indica o perfil de consumo de uma residência no inverno, sendo definido através da normalização e lógica fuzzy. Nota-se que utilizando o perfil de consumo é possível avaliar o consumo diário da residencia fragmentado hora a hora, diferenciando o consumo durante o horário fora de ponta e durante a ponta.

Replicamos este gráfico no *MatLab* e por meio do *software*, através da integral, obtemos

Figura 16 – Curva de potência média horária anual.

Fonte: Autoria própria (2022)

Figura 17 – Curva de potência média horária anual.

Fonte: Santos (2016)

a área abaixo da curva que resultou em 8,725, este valor retrata o consumo diário de 14,67kWh para o estudo de caso abordado neste trabalho. Para a faixa de horário desejado, foi calculado novamente a integral sob a curva, porém considerando somente das 17h até as 23h, tal integração resultou em 4,230 e através de uma comparação proporcional, chegamos que neste período do dia, o consumo é de 7,112kWh.

O banco de baterias pode ser calculado considerando a energia necessária para consumo durante horário de ponta da seguinte forma:

$$CBB = \frac{CFH \cdot HC}{PDB}, \quad (12)$$

sendo CBB o cálculo do banco de baterias, CFH o consumo na faixa horária desejada, HC a quantidade de horas de consumo e PDB a porcentagem de descarga da bateria.

Para este cálculo, CFH é 7112Wh, para o valor de HC considera-se que serão 6h de consumo, portanto, foi feito um cálculo considerando que se 24h vale 1, portanto 6h valem

0,25, logo, $HC = 0,25$ e para as perdas, considerou-se que PDB é em torno de 80%, logo, $PDB = 0,8$, com isso, de (13) obtém-se que CBB é $2226kWh$.

A seguir, deve-se calcular a corrente necessária que a bateria irá fornecer, efetuando uma divisão da potência obtida pela tensão das baterias, deste modo tem-se:

$$CBB = \frac{CFH}{PDB}, \quad (13)$$

sendo CBB o cálculo do banco de baterias, CFH o consumo na faixa horária desejada e PDB a porcentagem de descarga da bateria.

Para este cálculo, CFH é $7112Wh$, para as perdas, considerou-se que PDB é em torno de 80%, logo, $PDB = 0,8$, com isso, de (13) obtém-se que CBB é $8,89kWh$.

A seguir, deve-se calcular a corrente necessária que a bateria irá fornecer, efetuando uma divisão da potência obtida pela tensão das baterias, deste modo tem-se:

$$I_{bateria} = \frac{CBB}{V_{bateria}}, \quad (14)$$

sendo $I_{bateria}$ a corrente necessária para a bateria e $V_{bateria}$ o valor de tensão escolhido para o cálculo.

Como de (14) obteve-se o valor de corrente de $185,21Ah$ e que a tensão da bateria é de $48V$, Utilizaremos a bateria *F-5 48v Litio Lifepo4 4,8kwh* da *Dyness*. As principais características elétricas deste modelo de bateria podem ser observados na Tabela 6.

Tabela 6 – característica elétricas da bateria.

Modelo módulo	F-5 48v Litio Lifepo4
Energia nominal	4,8kWh
Capacidade nominal	100 Ah
Tensão nominal	48 V

Fonte: Adaptado de Dyness (2022)

Com base nos dados da Tabela 6, para definir a quantidade de baterias, tem-se:

$$Q_{baterias} = \frac{I_{bateria}}{I_{nominal}}, \quad (15)$$

sendo $Q_{baterias}$ a quantidade de baterias e $I_{nominal}$ a corrente nominal da bateria.

De (15) obteve-se que a quantidade de baterias resultante foi de 1,85 baterias, logo como não é possível comprar 1,85 bateria, definiu-se a quantidade como 2 baterias.

4.3.2 Controlador de carga das baterias

Considerando a bateria selecionada, buscamos por um controlador para suprir uma bateria de $48V$ de tensão nominal. O modelo escolhido foi o *Controlador de Carga MPPT 40A 48V - Epever XTRA 4415N* da marca *EPEVER* (EPEVER, 2022).

4.3.3 Inversor

Para injeção de potência na rede foi adotado um inversor da *Growatt*, especificamente o modelo *MIC 1500TL-X* (GROWATT, 2022). A escolha do inversor foi feita com base em algumas análises e fatores que foram preponderantes para a conclusão. Alguns desses fatores foram: Menor custo, maior eficiência e potência das baterias.

Pensando nesses 3 fatores, percebeu-se que com a potência da bateria sendo 3,6kWh, e que como visto na Figura 17, em média temos geração de energia das 8h até as 18h, o que resulta em 10 horas úteis para carregarmos a bateria. Para termos a geração diária, utilizamos o mesmo método do cálculo de consumo na faixa horária desejada, ou seja, replicamos o gráfico da Figura 17 no *MatLab* e com auxílio da integral trapezoidal, obtivemos a área abaixo da curva que resultou em 16,57, este valor retrata a geração diária do inversor *MIC 3000TL-X*. Para a geração diária do gerador *MIC 1500TL-X*, foi feita uma estimativa onde se para um inversor de 3kWh temos no dia 16,57kW, para um inversor de 1,5kWh teremos no dia uma geração de 9,94kW.

Nota-se que a potência gerada de 9,94kW é o suficiente para carregar aproximadamente 3 baterias e que em teoria, um inversor de 500W seria o suficiente para carregar a bateria escolhida. Entretanto, se levarmos em consideração os critérios utilizados, apesar de essa ser a forma mais eficiente, não seria a mais barata, pois para esta faixa de potência seria necessário utilizar um microinversor, o que no caso, possui um custo mais elevado do que o inversor de 1,5kW, que é a potência mínima de inversores convencionais no mercado.

Considerando os componentes adotados no projeto FV, a próxima seção visa realizar uma análise de *payback* dos sistemas projetados.

5 ANÁLISE DE PAYBACK

Para a análise do retorno financeiro (*payback*), é necessário utilizar o valor investido para o projeto, e o gasto com consumo de energia após a instalação do projeto. Deste modo, pode-se calcular a projeção do tempo para rentabilidade do projeto.

Será analisado o *payback* do sistema FV on-grid e o híbrido, sendo utilizada para o sistema on-grid tarifa convencional, enquanto para o sistema híbrido, a tarifa branca. Segundo a COPEL (2022), os valores do *kWh* variam conforme pode-se observar na Figura 18, tanto para a tarifa convencional, como para a branca. Para a tarifação, será considerado somente os valores referentes às linhas denominadas "Com imposto".

Figura 18 – Custo kWh de acordo com tipo de tarifa.

		B1 - Residencial Residencial	
		TE	TUSD
Convencional (R\$/kWh)	Sem imposto	R\$ 0,25894	R\$ 0,31080
	Com imposto	R\$ 0,33090	R\$ 0,39717
		Fora de Ponta	
	Sem imposto	R\$ 0,24720	R\$ 0,23605
	Com imposto	R\$ 0,31590	R\$ 0,30165
		Intermediário	
Branca	Sem imposto	R\$ 0,24720	R\$ 0,42633
	Com imposto	R\$ 0,31590	R\$ 0,54481
		Ponta	
	Sem imposto	R\$ 0,38808	R\$ 0,61661
	Com imposto	R\$ 0,49593	R\$ 0,78797

Fonte: COPEL (2022)

5.1 Payback sistema On-grid

Para a análise de retorno deste sistema, foi considerado para o custo, a tarifa convencional, portanto, para o seu custo de *kWh*, deve-se somar os valores de Tarifa de Energia (TE) e Tarifas de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD) da linha Com imposto. Desta soma, tem-se que o custo do *kWh* é de R\$0,72807.

Com base na tarifa escolhida, através do *MatLab* e da simulação do *PVsyst*, pode-se montar como resultado a Tabela 7. Composta pelos consumos e custos da residência considerando antes e depois da instalação do sistema FV.

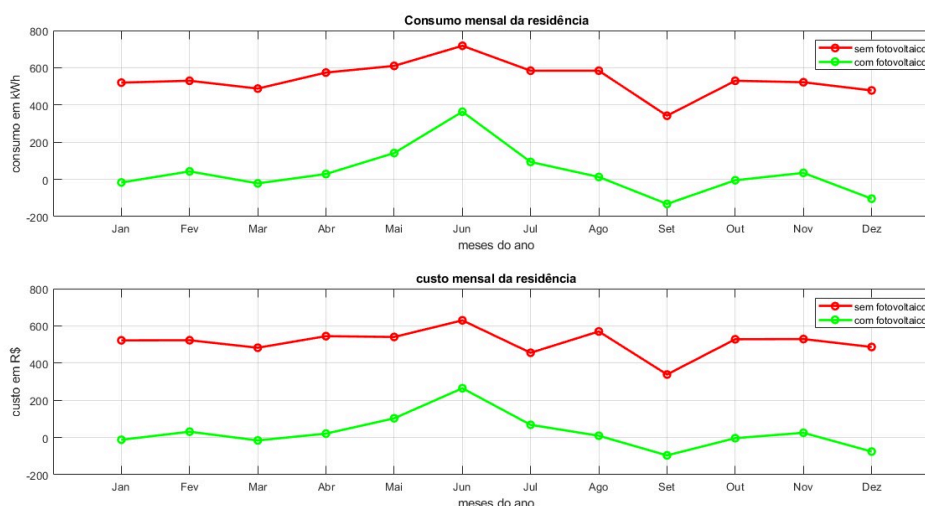
Tabela 7 – Consumo e custo com e sem o sistema FV.

	Mês/Ano												
	01/22	02/22	03/22	04/22	05/22	06/22	07/22	08/22	09/22	10/22	11/22	12/22	Total
<i>kWh</i>	520	530	488	574	610	718	584	584	342	530	522	478	6480
<i>Custo R\$</i>	522,15	522,78	482,43	544,69	540,31	629,61	455,37	569,99	338,70	528,01	529,16	486,48	6149,7
<i>kWh</i>	-16,80	42,80	-21,50	28,70	141,60	363,60	93,60	12,90	-132,00	-4,90	34,80	-103,80	439,00
<i>Custo R\$</i>	12,23	31,16	-15,65	20,90	103,09	264,73	68,15	9,39	-96,11	-3,57	25,34	-75,57	319,62

Fonte: Aatoria própria (2022)

Para uma melhor visualização, com base na Tabela 7, foi elaborado via *MatLab*, o gráfico da Figura 19, com o intuito de observar-se o impacto de consumo e custo pós projeto.

Figura 19 – Comparativo consumo e tarifa.



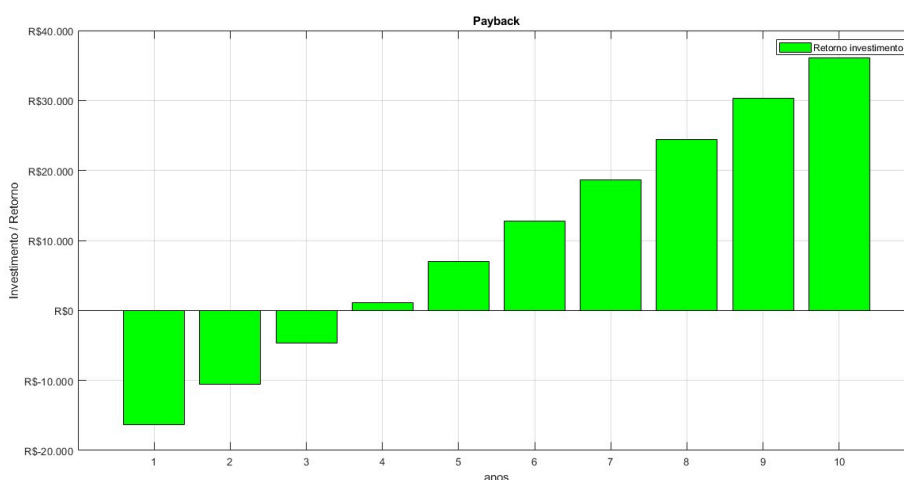
Fonte: Aatoria própria (2022)

Analisando a Figura 19, nota-se o consumo e a tarifa mensal convencional em vermelho, enquanto em verde, o consumo e tarifa pós instalação do sistema FV. Portanto, tem-se que a economia anual é de R\$5794,50.

Com o custo anual pós projeto definido, e o valor investido para o sistema On-Grid que foi de R\$16.146,69, pode-se enfim, calcular o tempo de retorno. O tempo de retorno pode ser obtido através de (16).

$$\text{Valor retorno} = \text{Valor investido} - \text{Economia anual} \tag{16}$$

Posteriormente, basta repetir este processo até que o valor resultante saia do negativo para o positivo, resultando em lucro para o cliente, quando isso ocorrer, será possível notar o ano que isso ocorreu, logo, o tempo de retorno. Na Figura 20, pode-se notar que o projeto se pagará após o 3º ano e que portanto, a partir deste período a unidade consumidora não irá pagar pelo kWh que for excedente à taxa mínima exigida pela concessionária.

Figura 20 – Retorno do investimento.

Fonte: Autoria própria (2022)

5.2 Payback sistema Híbrido

Para o sistema híbrido, determinou-se o uso da tarifa branca. Como a premissa do projeto híbrido é que a energia gerada seja armazenada em baterias, e que a tarifa branca muda seu custo de kWh dependendo da hora do dia, buscou-se utilizar esses fatores em favor de um melhor retorno financeiro, ou seja, injetar a energia na rede quando o kWh estiver no seu maior custo.

Tem-se o objetivo de utilizar a rede durante o dia todo, e carregar as baterias durante o horário fora de ponta com a energia gerada pelos painéis FV. Quando estiver durante o horário de ponta, injetar a energia armazenada na rede.

Para o cálculo de retorno financeiro, deve-se levar em consideração a forma que o sistema vai atuar. Diferente do on-grid, onde a energia gerada pelos painéis FV é injetada na rede, para o sistema híbrido, o que os painéis FV geram, será utilizado para carregar as baterias e a energia excedente, injetada na rede. Portanto na formação de custo deve-se levar em consideração o consumo de tarifa branca e os horários de consumo/injeção de energia relacionado à rede de distribuição.

De (17), pode-se observar como foi elaborado a formação de custo da tarifa nos dias úteis, pois são os dias que se aplica o custo fora da ponta, e durante a ponta, ou seja, no decorrer de 22 dias do mês.

$$\text{Tarifa dias uteis} = ((CFP - (GM - PB)) \cdot FP) - ((CP - PB) \cdot P), \quad (17)$$

sendo CFP o consumo fora de ponta, GM a geração nos módulos, PB a potencia das baterias, FP o custo do kWh durante fora de ponta, CP o consumo na ponta e P o custo do kWh durante a ponta.

Para os outros oito dias restantes, que são os fins de semana, como não existe custo de

ponta, somente é considerado o custo fora de ponta durante as 24 horas desses dias. Portanto, considera-se somente o custo de fora da ponta sobre o consumo, como pode-se observar em (18).

$$\text{Tarifa fins de semana} = CFS \cdot FP, \tag{18}$$

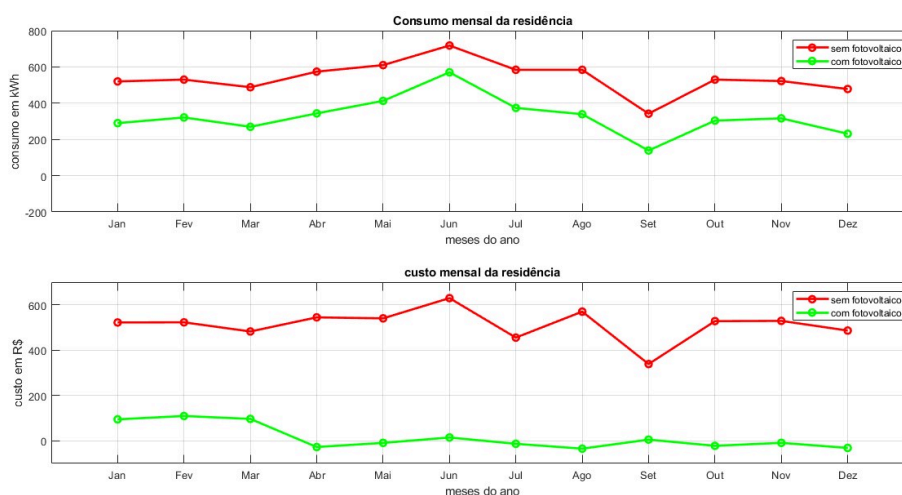
onde CFS é o consumo aos fins de semana e FP o custo do kWh durante fora de ponta.

A tarifa mensal é a soma de (17) e (18), o que resulta em (19).

$$\text{Tarifa mensal} = \text{Tarifa dias uteis} + \text{Tarifa fins de semana} \tag{19}$$

Com os valores de consumo e tarifa mensal, tem-se na Figura 21, o gráfico comparativo assim como feito no sistema on-grid. Entretanto, considerando os dados do sistema híbrido e comparando-os com o consumo convencional da rede antes da implementação do projeto.

Figura 21 – Comparativo consumo e tarifa.

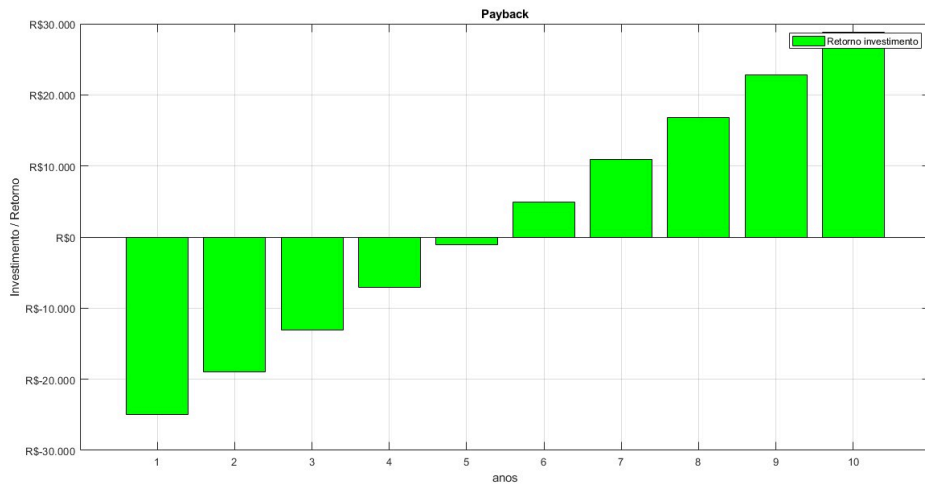


Fonte: Autoria própria (2022)

Analisando a Figura 21, tem-se o consumo e a tarifa convencional em vermelho, enquanto em verde, o consumo e tarifa pós instalação do sistema híbrido. Portanto, tem-se que a economia anual é de R\$5976,80.

De forma análoga ao cálculo de retorno financeiro no on-grid, utiliza-se de (16) para o cálculo de retorno do sistema, e como o valor investido para o sistema Híbrido que foi de R\$24.976,19. Como resultado, temos o gráfico da Figura 22, portanto, nota-se que o sistema se pagará após o 5º ano e que, a partir deste período a unidade consumidora não irá pagar pelo kWh que for consumido durante o horário de ponta.

Figura 22 – Retorno do investimento.



Fonte: Autoria própria (2022)

6 CONCLUSÃO

Levando em consideração o crescimento na quantidade de novas homologações de sistemas FV desde 2008 até a atualidade, impulsionado fortemente pela popularização da tecnologia e o fácil acesso à projetistas, a geração FV no Brasil já é uma realidade e tende a ganhar cada vez mais força no país.

Neste sentido, como apresentado no decorrer deste trabalho, como a construção de novas usinas hidrelétricas é um processo complexo, enquanto a implementação de projetos FV possui menor complexidade no seu processo, busca-se cada vez mais idéias para a otimização desses sistemas.

Neste trabalho estudou-se o impacto de um projeto FV on-grid e um Híbrido, de forma a analisar desempenho, investimento e retorno. Cada um dos sistemas, possuem particularidades e portanto não efetuamos comparações diretas entre eles, pois o objetivo foi o de explorar as possibilidades que a geração FV oferece juntamente com as formas de tarifação da concessionária.

Para o caso do sistema On-grid, tem-se que devido sua forma de operação, optou-se pela tarifação convencional, pois o custo por kWh não muda em nenhum momento do dia. Com esta premissa, a análise aqui fica a cargo somente do retorno financeiro tradicional.

Considerando o sistema híbrido. A sua forma de operação proporcionou a implementação da tarifa branca. Como este sistema permite que a energia armazenada nas baterias, seja injetada na rede em qualquer faixa de horário que o proprietário desejar, torna-se de seu interesse o uso da tarifa branca, pois deste modo pode-se usar em seu benefício o alto custo do kWh na faixa horária de ponta.

A análise do retorno financeiro dos projetos on-grid e híbrido, possui divergências de valores e tempo para o projeto se pagar, apesar de terem retornos anuais similares, o que provoca a diferença de 2 anos para o projeto se pagar é o custo de aquisição das baterias. Apesar de que mesmo considerando somente uma geração de energia para se armazenar na bateria, com o intuito de suprir o consumo durante o horário de ponta, os valores descontados pela diminuição do número de painéis, foram ínfimos quando comparado ao acréscimo do valor da bateria utilizada.

Finalmente, este trabalho fornece uma ampla margem para o desenvolvimento e continuação dos estudos. A seguir, serão listados algumas das proposta de desenvolvimento.

- Verificar formas de se obter o perfil de consumo da unidade consumidora;
- Realizar otimização para formação de custo da tarifação sobre o projeto híbrido;
- Desenvolver futura implementação e análise de viabilidade de um projeto off-grid.

REFERÊNCIAS

ABNT. **Norma ABNT NBR 16149:2013 Sistemas Fotovoltaicos (FV) - Características de interface de conexão com a rede elétrica de distribuição.** 2013. Disponível em: <<https://toaz.info/doc-viewer>>.

ABNT. **ABNT NBR 16690:2019 - Instalações elétricas de arranjos fotovoltaicos – Requisitos de projeto.** 2019. Site da ABNT. Disponível em: <<https://www.abntcatalogo.com.br/norma.aspx?ID=426965>>.

ANEEL. **Sistema de Informações de Geração da ANEEL SIGA.** 2021. Site da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). Disponível em: <<https://bit.ly/2IGf4Q0>>.

BERMANN, C. Impasses e controvérsias da hidreletricidade. **Estudos Avancados**, v. 21, n. 59, p. 139–153, 2007. ISSN 18069592.

CANADIAN SOLAR. Hiku6 mono perc. n. CS6W-550MS, 2 2022. Rev. 2.1.

COPEL. **Tarifas de energia elétrica.** 2022. Site da COPEL. Disponível em: <<https://www.copel.com/site/copel-distribuicao/tarifas-de-energia-eletrica/>>.

CRESESB. 2018. Site da CRESESB. Disponível em: <<http://www.cresesb.cepel.br/index.php#data>>.

DYNESS. Battery specification. n. 3,6kW Dyness B3, 1 2022. Rev. 2.0.

EMAP. **Tipos de Painel Solar: leia antes de escolher o melhor para você.** 2019. Site da Empresa Emap solar. Disponível em: <<https://emapsolar.com.br/tipos-de-painel-solar-leia-antes-de-escolher-o-melhor-para-voce>>.

EPE. **Expansão da Geração: Fontes.** 2021. Site da Empresa de Pesquisa Energética (EPE). Disponível em: <<https://www.epe.gov.br/pt/areas-de-atuacao/energia-eletrica/expansao-da-geracao/fontes>>.

EPEVER. Technical specifications. n. XTRA 4415N, 11 2022. Rev. 1.0.

FEDERAL, G. **Norma Regulamentadora No. 10 (NR-10).** 2021. Site do Governo Federal. Disponível em: <<https://www.gov.br/trabalho-e-previdencia/pt-br/composicao/orgaos-especificos/secretaria-de-trabalho/inspecao/seguranca-e-saude-no-trabalho/ctpp-nrs/norma-regulamentadora-no-10-nr-10>>.

FEDERAL, G. **Norma Regulamentadora No. 35 (NR-35).** 2021. Site do Governo Federal. Disponível em: <<https://www.gov.br/trabalho-e-previdencia/pt-br/composicao/orgaos-especificos/secretaria-de-trabalho/inspecao/seguranca-e-saude-no-trabalho/ctpp-nrs/norma-regulamentadora-no-35-nr-35>>.

GAVIOLI, A. M. *et al.* Viabilidade Financeira para Implantação de Painéis Fotovoltaicos em uma Maternidade Pública da Cidade de Curitiba. IV Seminário Nacional de Planejamento e Desenvolvimento - IV SNPD, 2019.

GROWATT. Mic 1000 3000tl-x. n. MIC 1500TL-X, 10 2022. Rev. 2.1.

HASSANIN, M. Comparison of Lead-Acid and Lithium Ion Batteries for Stationary Storage in Off-Grid Energy Systems. **Paper Knowledge . Toward a Media History of Documents**, 2014.

IEEE-SA-STANDARDS-BOARD. **IEEE Guide for Selecting, Charging, Testing, and Evaluating Lead-Acid Batteries Used in Stand-Alone Photovoltaic (PV) Systems**. New York, NY, 2014. v. 2014, 39 p. Disponível em: <http://ieeexplore.ieee.org/xpls/abs_all.jsp?arnumber=6837414>.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. **Innovation in batteries and electricity storage**. [S.l.], 2020. 98 p. Disponível em: <epo.org/trends-batteries%0Aiea.li/battery-innovation>.

International Energy Agency. **Innovation in batteries and electricity storage**. [S.l.], 2020. 98 p. Disponível em: <epo.org/trends-batteries%0Aiea.li/battery-innovation>.

ISLAM, M. *et al.* Performance investigation of poly si and mono si pv modules: A comparative study. In: **2019 International Conference on Energy and Power Engineering (ICEPE)**. [S.l.: s.n.], 2019. p. 1–5.

KHATAMI, M. *et al.* Designing an Off-Grid PV System. IEEE, p. 2–6, 2013.

KHIAREDDINE, A.; GAM, O.; MIMOUNI, M. F. Techno-economic analysis of the lithium-ion and lead-acid battery in Photovoltaic pumping system. **19th International Conference on Sciences and Techniques of Automatic Control and Computer Engineering, STA 2019**, IEEE, p. 417–422, 2019.

ONU. **A integração dos 17 ODS**. 2021. Site da Agenda 2030. Disponível em: <<http://www.agenda2030.org.br/ods/11/>>.

PROJETOFOTOVOLT. **Normas técnicas para instalação de energia solar fotovoltaica**. 2018. Site Projeto Fotovolt. Disponível em: <<https://projctofotovolt.com.br/blog/normas-tecnicas-energia-solar-fotovoltaica/>>.

SANTOS, T. Determinação de perfil de curva de carga residencial baseado num sistema-fuzzy. **UNESP**, p. 1–68, 2016.

SOL, B. **Sistema Fotovoltaico Off-Grid (Isolado): Você Acha que Sabe Tudo?** 2019. Site da Empresa Blue Sol Energia Solar. Disponível em: <<https://blog.bluesol.com.br/sistema-fotovoltaico-off-grid-isolado-voce-acha-que-sabe-tudo/>>.

SOLAR, P. **O Inversor Solar**. 2018. Site da Empresa Portal Solar. Disponível em: <<https://www.portalsolar.com.br/o-inversor-solar.html>>.

TRABALHISTA, G. **NORMA REGULAMENTADORA 10 (NR 10) - SEGURANÇA EM INSTALAÇÕES E SERVIÇOS EM ELETRICIDADE**. 2004. Site do Guia trabalhista. Disponível em: <<http://www.guiatrabalhista.com.br/legislacao/nr/nr10.htm#:~:text=10.1.1%20Esta%20Norma%20Regulamentadora,el%C3%A9tricas%20e%20servi%C3%A7os%20com%20eletricidade.>>

WHEATHERSPARK. **Clima e condições meteorológicas médias em Apucarana no ano todo**. 2022. Site da Weather Spark. Disponível em: <<https://pt.weatherspark.com/y/29743/Clima-caracter%C3%ADstico-em-Apucarana-Brasil-durante-o-ano>>.

YAO, L. W. *et al.* Modeling of lithium titanate battery for charger design. **2014 Australasian Universities Power Engineering Conference, AUPEC 2014 - Proceedings**, n. October, p. 3–7, 2014.