

UNIVERSIDADE ESTADUAL DO OESTE DO PARANÁ - UNIOESTE
CENTRO DE ENGENHARIAS E CIÊNCIAS EXATAS
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM
BIOENERGIA - NÍVEL DE MESTRADO

AVALIAÇÃO TÉCNICO-ECONÔMICA DA GERAÇÃO DE ENERGIA
FOTOVOLTAICA EM UNIDADES GERADORAS NA REGIÃO OESTE DO
PARANÁ

ANA PAULA ROCHA DE ALMEIDA

TOLEDO
MARÇO/2021

ANA PAULA ROCHA DE ALMEIDA

**AVALIAÇÃO TÉCNICO-ECONÔMICA DA GERAÇÃO DE ENERGIA
FOTOVOLTAICA EM UNIDADES GERADORAS NA REGIÃO OESTE DO
PARANÁ**

Dissertação de mestrado apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Bioenergia, da Universidade Estadual do Oeste do Paraná– UNIOESTE, em cumprimento parcial aos requisitos para obtenção do título de Mestre.
Orientadora: Prof^ª. Dr^ª. Maria Luiza Fernandes Rodrigues.

Co-Orientador: Prof. Dr. Edson Antonio da Silva

TOLEDO
MARÇO/2021

UNIVERSIDADE ESTADUAL DO OESTE DO PARANÁ
CENTRO DE ENGENHARIA E CIÊNCIAS EXATAS
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM BIOENERGIA

Esta é a versão final da dissertação de Mestrado apresentada por ANA PAULA ROCHA DE ALMEIDA perante a Comissão Julgadora do Curso de Mestrado em Bioenergia em 02 de dezembro de 2020

COMISSÃO JULGADORA

Profª Drª Maria Luiza Fernandes Rodrigues
Orientadora

Prof. Dr. Alex Miyamoto Mussi
Membro

Profª. Drª. Tatiana Rodrigues da Silva Baumgartner
Membro

Ficha de identificação da obra elaborada através do Formulário de Geração Automática do Sistema de Bibliotecas da Unioeste.

Almeida, Ana Paula Rocha

Avaliação técnico-econômica da geração de energia fotovoltaica em unidades geradoras na região oeste do Paraná / Ana Paula Rocha Almeida; orientador(a), Maria Luiza Fernandes Rodrigues; coorientador(a), Edson Antonio Silva, 2020.

84 f.

Dissertação (mestrado), Universidade Estadual do Oeste do Paraná, Campus de Toledo, Centro de Engenharias e Ciências Exatas, Programa de Pós-Graduação em Bioenergia, 2020.

1. Energia Solar Fotovoltaica. 2. Geração Distribuída. 3. Energia Renovável. I. Rodrigues, Maria Luiza Fernandes. II. Silva, Edson Antonio. III. Título.

Dedico este trabalho ao meu filho Murilo Rocha de Paula, a quem devo gratidão eterna por me tornar a melhor versão de mim mesma.

AGRADECIMENTOS

Agradeço primeiramente minha família, pelo incentivo, paciência e apoio, em especial à minha mãe, Angela Rocha, por cuidar do meu filho para que este trabalho pudesse ser concluído.

Agradeço meus colegas do mestrado, que se tornaram verdadeiros amigos, Ana Paula Becker, Fabíola Allein e Pablo Eli, por todos os momentos de descontração e apoio nos momentos em que mais precisei.

Agradeço imensamente minha orientadora Maria Luiza Fernandes Rodrigues, por ser tão compreensiva, paciente e humana.

Agradeço aos demais professores e colegas do Programa de Pós Graduação em Bioenergia da Universidade Estadual do Oeste do Paraná.

Agradeço a Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior (CAPES) pelo apoio financeiro o qual possibilitou a realização deste trabalho.

Enfim, a todos que contribuíram direta e indiretamente para a realização desta pesquisa.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Recursos não renováveis, irradiação solar e energia e o consumo de energia mundial em um ano.	23
Figura 2 - Recursos renováveis e o consumo energético em um ano.....	24
Figura 3 - Espaço necessário para atender a demanda energética mundial através da irradiação solar.	24
Figura 4 - Estrutura de uma célula solar.....	26
Figura 5 - Quadro de classificação de sistemas fotovoltaicos conforme NBR 11.704:2008..	29
Figura 6- Sistema fotovoltaico isolado.....	30
Figura 7 - Sistema fotovoltaico conectado à rede.....	31
Figura 8 - Sistema fotovoltaico híbrido contendo baterias e conectado à rede.	33
Figura 9- Arranjo de células em paralelo.	34
Figura 10- Arranjo de células em série.....	35
Figura 11- Curva I-V típica de uma célula de PV.	36
Figura 12- Influências da irradiância solar (a) e temperatura (b), na curva característica IxV de uma célula.....	37
Figura 13 - Exemplo de perfis de radiação solar diária com valores equivalentes de HSP	40
Figura 14- Capacidade FV Global Acumulada e Adicionada entre 2009 e 2019	42
Figura 15- Capacidade FV Acumulada por País e Região 2009- 2019.....	42
Figura 16- Capacidade Adicionada por País e Região em 2019.	43
Figura 17 - Evolução da Fonte Solar Fotovoltaica no Brasil.	44
Figura 18 - Módulos Fotovoltaicos da Unidade Geradora 1.	50
Figura 19 - Módulos Fotovoltaicos da Unidade Geradora 2.	54
Figura 20 - Módulos Fotovoltaicos da Unidade Geradora 3.	59
Figura 21 - Interface Solarview.	60
Figura 22 - Produção energética UG1..	61
Figura 23 - Produção energética UG2	64
Figura 24 - Energia produzida na UG2 em maio/2020.	64
Figura 25 - Energia produzida na UG2 em junho/2020..	65
Figura 26 - Produção energética UG3..	68
Figura 27 - Irradiação Global em Nível Mapa Mundi.....	81

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Eficiência de células fotovoltaicas de laboratório.....	28
Tabela 2 - HSP_{MA} em Santa Tereza do Oeste – PR.....	47
Tabela 3 - HSP_{MA} em Cascavel – PR.	51
Tabela 4 - HSP_{MA} em Umuarama – PR.....	55
Tabela 5 - Economia em R\$ da UG1.....	62
Tabela 6 - Economia em R\$ da UG2.....	66
Tabela 7 - Economia em R\$ da UG3.....	69
Tabela 8 - Impacto ambiental dos sistemas FV.....	71

LISTA DE SIGLAS, SÍMBOLOS E ABREVIACÕES

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
AUD	Dólar australiano
CC	Corrente Contínua
CPF	Cadastro de Pessoa Física
FV	Fotovoltaico
GD	Geração Distribuída
GEE	Gases do Efeito Estufa
GWh	Giga Watt Hora
Isc	Valor da corrente em curto circuito
kWh	Quilo Watt Hora
kWp	Quilo Watt Pico
ONU	Organização das Nações Unidas
PROGD	Programa de Desenvolvimento da Geração Distribuída de Energia Elétrica
PV	Energia Solar Fotovoltaica
REN	Redes Energéticas Nacionais
SFCR	Sistemas fotovoltaicos conectados à rede
SFI	Sistemas fotovoltaicos isolados
TIR	Taxa Interna De Retorno
UC	Unidade Consumidora
UG	Unidade Geradora
UG	Unidade Geradora
UHE	Usina Hidrelétrica
USD	Dólar Americano
Voc	Tensão em Circuito Aberto
W	Watt

SUMÁRIO

1.	INTRODUÇÃO	12
2.	OBJETIVOS	14
2.1	Objetivo geral	14
2.1.1	Objetivos Específicos	14
3.	REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	15
3.1	Hidroeletricidade	15
3.1.1	Construção de usinas hidrelétricas no Brasil	15
3.1.2	Impactos socioambientais decorrentes da construção de usinas hidrelétricas....	18
3.2	Energia solar fotovoltaica	22
3.2.1	O recurso solar	25
3.2.2	O efeito fotovoltaico e a geração de energia solar	26
3.2.3	Tipos de aplicação da energia solar fotovoltaica	29
3.2.3.1	Sistemas isolados (Off-grid)	30
3.2.3.2	Sistemas conectados à rede (On-grid)	31
3.2.3.3	Sistemas Híbridos	32
3.3	Principais componentes de um sistema FV <i>ON GRID</i>	34
3.3.1	Módulos fotovoltaicos	34
3.3.2	Inversores	37
3.3.3	Cálculo da Demanda de Energia	38
3.3.3.1	Dimensionamento do inversor	40
3.3.3.2	Fator de dimensionamento de inversores (FDI)	40
3.4	Contexto mundial da energia solar fotovoltaica	41
3.5	Energia solar fotovoltaica e o panorama brasileiro	43
3.5.1	Geração distribuída	45
4.	METODOLOGIA	47

4.1	Unidade Geradora 1.....	47
4.1.1	Dimensionamento do sistema FV UG1	48
4.1.2	Escolha do inversor da UG1	49
4.1.3	Dados da UG1	49
4.2	Unidade Geradora 2.....	51
4.2.1	Dimensionamento do sistema FV UG2	51
4.2.2	Escolha do inversor da UG2.....	53
4.2.3	Dados da UG2	53
4.3	Unidade Geradora 3.....	54
4.3.1	Dimensionamento do sistema FV UG3	55
4.3.2	Escolha do inversor da UG3.....	58
4.3.3	Dados da UG3	58
4.4	Software de análise de geração Solarview®.....	60
5.	RESULTADOS E DISCUSSÕES	61
5.1	Avaliação da unidade geradora 1.....	61
5.1.1	Avaliação de geração energética da UG1	61
5.1.2	Avaliação de economia em R\$ da UG1.....	62
5.1.3	Estimativa de economia da UG 1	63
5.2	Avaliação da unidade geradora 2.....	64
5.2.1	Avaliação de geração energética da UG2.....	64
5.2.2	Avaliação de economia em R\$ da UG2.....	65
5.2.3	Estimativa de economia da UG 2	66
5.3	Avaliação da unidade geradora 3.....	68
5.3.1	Avaliação de geração energética da UG3	68
5.3.2	Avaliação de economia em R\$ da UG3.....	68
5.3.3	Estimativa de economia da UG 3	69
5.4	Avaliação do impacto ambiental das unidades geradoras.....	71

6.	CONSIDERAÇÕES FINAIS	72
7.	REFERÊNCIAS	73
	Anexo I – Irradiação Solar Global.....	81
	Anexo II – Dados técnicos inversor SIW500H - ST012.....	82
	Anexo III - Dados técnicos inversor SIW500H - ST033.....	83
	Anexo IV - Dados técnicos inversor SIW500H – ST060	84

RESUMO

ALMEIDA, Ana Paula Rocha de. **Avaliação técnico-econômica da geração de energia fotovoltaica em unidades geradoras na região oeste do Paraná.** 2020. 90 f. Dissertação (Mestrado) - Curso de Bioenergia, Universidade Estadual do Oeste do Paraná, Toledo, 2020.

O aumento do consumo de energia elétrica cresce proporcionalmente ao aumento populacional e com o avanço tecnológico, essa demanda energética é fortemente marcada pelo uso de recursos fósseis, os quais contribuem significativamente para a emissão de GEE. O Brasil, na contramão do mundo, é um país onde a maior parte da energia elétrica é oriunda de fontes renováveis, basicamente de hidrelétricas. A energia elétrica advinda de hidrelétricas não é capaz de suprir o atual consumo do país, sendo necessária, em algumas épocas do ano, a utilização de fontes secundárias como de termelétricas, por exemplo. Outrossim, a construção de usinas hidrelétricas é responsável por impactos ambientais e sociais irreparáveis, e muitas vezes, não apresentam a eficiência estimada no projeto. Neste cenário, a geração de energia solar fotovoltaica tem se apresentado como uma alternativa de grande utilidade e bastante promissora, pois tem como matéria prima a irradiação solar e apresenta baixos impactos ambientais. No presente trabalho foram avaliadas três Unidades Consumidoras e realizados os devidos dimensionamentos dos sistemas fotovoltaicos para suprir os respectivos consumos. A geração energética dos sistemas FV dimensionados e instalados foi analisada por 1 ano, com a finalidade de garantir que a geração supriria o consumo energético. Os resultados de geração de energia, economia financeira e CO₂ evitados demonstraram que a implantação deste tipo de sistema energético é viável e a popularização no Brasil se mostra promissora.

Palavras-chave: Energia Solar Fotovoltaica. Geração Distribuída. Viabilidade Econômica. Impactos Ambientais. Energia Renovável.

ABSTRACT

ALMEIDA, Ana Paula Rocha de. **Technical-economic evaluation of photovoltaic energy generation in generating units in Paraná.** 2020. 90 f. Thesis (Master) - Bioenergy, Western Paraná State University, Toledo, 2020.

The increase in the consumption of electric energy grows in proportion to the population increase and with the technological advance, this energy demand is strongly marked by the use of fossil resources, which contribute significantly to the emission of GHG. Brazil, against the world, is a country where most of the electric energy comes from renewable sources, basically hydroelectric. Electricity from hydroelectric power plants is not able to supply the country's current consumption, being necessary, at some times of the year, the use of secondary sources such as thermal power plants, for example. Furthermore, the construction of hydroelectric plants is responsible for irreparable environmental and social impacts, and often, they do not present the estimated efficiency in the project. In this scenario, the generation of photovoltaic solar energy has presented itself as an alternative of great utility and very promising, as it has solar irradiation as its raw material and has low environmental impacts. In the present work, three Consumer Units were evaluated and the necessary dimensioning of the photovoltaic systems was carried out to supply the respective consumptions. The energy generation of the dimensioned and installed PV systems was analyzed for 1 year, in order to ensure that the generation would supply the energy consumption. The results of avoided energy generation, financial savings and CO₂ demonstrated that the implementation of this type of energy system is feasible and the popularization in Brazil is promising.

Keywords: Photovoltaic Solar Energy. Distributed generation. Economic viability. Environmental impacts. Renewable energy

1. INTRODUÇÃO

O fornecimento de energia é pauta de extrema relevância mundial, pois a energia elétrica é um elemento fundamental sem o qual não pode haver crescimento econômico sustentável ou qualidade de vida razoável. A forma como a sociedade supre seu déficit energético tem influência direta no meio ambiente, nas condições de vida social, na geração atual e nas futuras. Este suprimento essencial é evidente e com consequências visíveis em época de crises hídricas e energéticas (TOLLER, 2015).

Nos últimos anos diversos fatores têm contribuído para o elevado consumo energético mundial, tais como avanços industriais, aumento populacional, avanço tecnológico, entre outros. Tais fatores têm gerado problemas de saturação da demanda energética (NEUSSER, 2009).

Sabe-se que a maior parte da energia utilizada mundialmente é oriunda de fontes fósseis, por este motivo a busca por métodos de obtenção de energias renováveis é uma área ativa de pesquisa em desenvolvimento (IEA, 2019).

No contexto nacional, a principal fonte de energia elétrica utilizada no Brasil é oriunda de hidrelétricas, e, para suprir a alta demanda, necessita de alta confiabilidade no sistema. Sabe-se que o sistema de energia hidráulica pode apresentar variações na disponibilidade de geração, devido a fatores como a sazonalidade e o baixo controle dos períodos de estiagem. Por esta abordagem, as grandes centrais geradoras são, atualmente, interconectadas com centros urbanos através do Sistema Interligado Nacional – SIN (EPE, 2020).

Ainda que a geração de eletricidade através de usinas hidrelétricas seja renovável, de acordo com dados do Governo do Brasil (2020), a energia gerada não é capaz de suprir o atual consumo do país, principalmente, como já citado, pela variação de geração no decorrer do ano, o que leva, em determinadas épocas do ano, à utilização de matérias primas alternativa à principal, como das termelétricas, por exemplo.

Outros fatores relevantes para a busca por geração de energia elétrica alternativa à hidráulica são os impactos ambientais causados na construção das usinas, e principalmente no alagamento de grandes áreas. Tais fatores trazem mudanças muito severas e grandes prejuízos à flora e fauna do local, sem contar com impactos sociais, como desapropriação de comunidades ribeirinhas (MMA, 2014).

Neste cenário, a geração de energia solar fotovoltaica tem se apresentado como uma alternativa de grande utilidade e bastante promissora. O uso desta tecnologia permite a geração sustentável, pois tem como matéria prima a irradiação solar. Em alguns países europeus, como

a Alemanha, esses sistemas já estão em utilização há mais de 30 anos, apresentando durabilidade e confiabilidade de geração (JÚNIOR; SOUZA, 2018).

Além dos benefícios ambientais, a fonte solar fotovoltaica no Brasil mais de 210 mil novos empregos, segundo a Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica – ABSOLAR (2020). Por se tratar de energia de matriz renovável, a não utilização da energia solar fotovoltaica, de forma sustentável, trata-se de um desperdício em um país como o Brasil, onde os índices de irradiação são favoráveis por ser um país tropical, e os sistemas podem ser instalados sobre áreas construídas (EGGERS, 2016).

Diante dos fatos, através da maior utilização de sistemas fotovoltaicos, o Brasil pode alcançar metas para a diminuição dos gases do efeito estufa e incentivo às energias renováveis, como lançado em 2015 no Programa de Desenvolvimento da Geração Distribuída de Energia Elétrica (PROGD) junto à Organização das Nações Unidas (ONU).

Até 2024 é esperado que a matriz do Sistema Elétrico Brasileiro (SEB) seja diversificada, em um modelo em que a geração de energia elétrica fotovoltaica atingirá 4% da potência elétrica do País, estimando-se geração de 7.000 MW, sem contar com a geração distribuída (PDE, 2019).

Estudou-se neste trabalho de pesquisa, a viabilidade econômica e ambiental de três unidades geradoras de eletricidade através da energia solar fotovoltaica, localizadas no Oeste do Paraná.

2. OBJETIVOS

2.1 OBJETIVO GERAL

O presente trabalho tem como objetivo geral, a avaliação técnica, bem como avaliação econômica de três unidades geradoras distintas, de pequeno e médio porte, dentro do conceito de microgeração e minigeração distribuída, situadas na região oeste do Paraná.

2.1.1 Objetivos Específicos

- Analisar, individualmente, os resultados de geração e avaliar se os sistemas fotovoltaicos suprem o consumo energético;
- Estimar a economia gerada no tempo de vida útil do sistema fotovoltaico;
- Analisar os benefícios ambientais estimando a quantidade de gases do efeito estufa que deixaram de ser emitidos nas unidades geradoras desde o início da operação.

3. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

3.1 HIDROELETRICIDADE

A hidroeletricidade é a energia advinda de uma hidrelétrica. Hidrelétrica é a instalação onde a energia potencial da queda da água, é transformada, a princípio, em energia mecânica e depois elétrica. Pode possuir reservatório. A hidrelétrica é definida como operação a “fio d’água” quando não possui reservatório, ou este não é usado para acumulação ou regularização de fluxo. (MÜLLER, 1995).

3.1.1 Construção de usinas hidrelétricas no Brasil

No Brasil, as primeiras conversões hidráulicas ocorreram nos estados de Minas Gerais e São Paulo, no final do século XIX. Na primeira década do século XX, outras tentativas foram feitas no sentido de investimentos na geração de energia hidrelétrica e neste período, esse tipo de energia superou a produção das usinas termelétricas (MÜLLER, 1995).

Neste período, os investimentos relacionados à geração, transmissão e utilização de energia elétrica no Brasil, contavam com participação de grupos estrangeiros com recursos financeiros e tecnológicos (BRANCO, 1975).

O início da Segunda Guerra Mundial, intensificou-se a crise energética, como assevera Müller e, a partir de setembro de 1939, uma crise energética que já era notável no Brasil, se fortaleceu. Os motivos são desde a dificuldade de importação de carvão e petróleo somados às novas necessidades energéticas, principalmente das indústrias, para atender a demanda bélica dos países aliados.

Segundo Müller (1995):

As novas demandas não puderam ser satisfeitas, tanto porque o setor elétrico estava com dificuldades financeiras para ampliar sua capacidade geradora, como porque as hidrelétricas estavam produzindo o máximo que as condições hídricas de rios não estabilizados permitiam. Por outro lado, os países fabricantes de componentes hidrelétricos dedicaram-se exclusivamente à produção de material bélico, interrompendo a exportação de geradores, necessários à expansão do setor.

Por essa razão, de acordo com Müller (1995), a alternativa encontrada para a crise energética, durante a Segunda Guerra foram os racionamentos; no entanto, o problema tinha

sido acentuado desde o Golpe de Vargas, em 1937, com a criação do Estado Novo e por ocasião da Nova Constituição, novos projetos hidrelétricos que tivessem a participação de empresas estrangeiras foram vetados de serem executados. A partir desse período, a participação dos governos estaduais e federais como acionistas das empresas geradoras e distribuidoras foi intensificada, além destas empresas investirem nelas mesmas.

Em decorrência da necessidade crescente e da demanda por energia, o governo federal passou a investir nesse setor elétrico, com a criação do CNAEE (Conselho Nacional de Águas e Energia Elétrica), em 1939, o qual foi estabelecido nacionalmente para organizar a interligação de usinas e sistemas elétricos, bem como supervisionar as concessionárias, além de definir tarifas e proceder à regulamentação do Código de Águas. Esse órgão foi posteriormente substituído pelo Ministério de Minas e Energia (MÜLLER, 1995).

A partir do crescimento do setor energético e com o aumento do suprimento de energia, foi viável antever uma organização de curto a longo prazo, possibilitando investimentos em todos os níveis (MÜLLER, 1995).

Por conseguinte, encerrou-se um período caracterizado por empréstimos através do Estado, feitos no Banco Mundial, os quais favoreceram a construção de grandes empreendimentos hidrelétricos nacionais e binacionais. Posteriormente a década de 1960, houve interação entre um projeto nacional desenvolvido por forte intervenção estatal com o acesso a empréstimos internacionais com taxa de juros reduzida.

Nesse sentido, de acordo com Becker & Egler (1994) “A capacidade instalada de energia hidrelétrica aumentou de 3 milhões de kW em 1955 para quase 5 milhões de kW em 1961”. Isso é resultado do volume de investimento no setor elétrico nesse período.

Durante o regime militar (1964-1984), houve a construção de um grande número de usinas hidrelétricas, dando continuidade ao modelo baseado na ideologia desenvolvimentista dos militares. Para acompanhar o modelo capitalista de desenvolvimento, era necessário que o Brasil aumentasse sua capacidade energética. Daí a construção de inúmeras usinas hidrelétricas nesse período (SANTOS, 2002).

No Brasil, no período entre 1960 a 1990, a construção de usinas hidrelétricas causou impactos irreparáveis ao meio ambiente e à população local atingida pela formação de grandes lagos. Por este motivo, a construção destas usinas tem sido acompanhada de inúmeros conflitos ocasionados pela retirada da população atingida e pelos graves problemas ambientais resultantes de sua construção. Sabe-se que, naquela ocasião, a discussão com a sociedade ou planos de ação que incluíssem a população ribeirinha afetada, não era objetivo ou pauta do setor elétrico, o que permitiu a construção de grandes obras hidrelétricas como, por exemplo,

Sobradinho (Bahia), Tucuruí (Pará) e Itaipu (Paraná) e, a partir daí, movimentos sociais em vários pontos do Brasil surgiram para gerar pressão em relação aos impactos negativos das construções de hidrelétricas (MENDES, 2005).

Mais recente, a construção da usina de Belo Monte trouxe a tona novamente essas pautas. De acordo com Luna (2010) em 1986 o Plano Nacional de Energia Elétrica recomendou a implantação de 165 usinas hidrelétricas até 2010, das quais 40 delas seriam na Amazônia Legal, com ênfase para o uso do Rio Xingu. Em 1988, o Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica (DNAEE) aprovou o Relatório Final dos Estudos de Inventário Hidrelétrico da Bacia Hidrográfica do Rio Xingu, na época o extinto DNAEE era órgão regulador do setor elétrico. A partir de 1989, as discussões a respeito da construção da usina tomam abrangência mundial. Com previsão de inundação de dois milhões de hectares, dentre estes várias Terras Indígenas e glebas ribeirinhas. A proposta sofreu forte resistência dos povos indígenas, grupos de ambientalistas e movimentos sociais, culminando no Encontro dos Povos Indígenas em Altamira em fevereiro de 1989, que de acordo com Sevá Filho (2005) enterrou por um tempo o projeto.

Anos depois, após diversos conflitos judiciais, a licença é concedida em 2010. A partir de então é realizado o leilão para construção e operação da hidrelétrica, o qual é vencido pelo Consórcio Norte Energia, sendo o contrato de concessão e a autorização de supressão de vegetação expedida pelo IBAMA, em 2011 juntamente com a Licença de Instalação (LI) para as instalações provisórias da UHE Belo Monte, assim tiveram início as obras com vários protestos e paralizações (ARAUJO, 2015).

A usina foi inaugurada em novembro de 2019, atualmente está em operação, e a característica do projeto é considerada em suas dimensões físicas uma grande construção da engenharia, projetada para ser a terceira maior hidrelétrica do mundo, e com a sua produção interligada ao sistema nacional pelo linhão de Tucuruí, de vital importância para as políticas de desenvolvimento do Governo Federal (ARAUJO, 2015). Apesar do projeto de grande porte, com o início pleno da operação da usina, após o acionamento da última turbina, há quase um ano, sabe-se que a produção energética de Belo Monte não cumpriu com o previsto. Ainda com 18 turbinas em operação, a usina foi projetada para produzir, uma média de 11.233 MW mensais, no entanto, o valor mais alto de produção energética em 2019 foi de 6.882 MW, em fevereiro, ou seja 61,3% que estão bem longe da média prevista (HIGGINS, 2020).

3.1.2 Impactos socioambientais decorrentes da construção de usinas hidrelétricas

Os impactos causados pela construção das usinas hidrelétricas são, muitas vezes irreparáveis, sua construção tem como reflexo o aumento do consumo de energia elétrica advindo também do aumento populacional e avanço tecnológico. A demanda energética é também marcada pelo uso de recursos fósseis, no entanto estes contribuem significativamente para a emissão de Gases do Efeito Estufa (GEE). O uso das fontes fósseis para produção de energia tem como consequência produção de CO₂, o qual contribui para o aquecimento global e retém oxigênio da atmosfera o que consequentemente irá prejudicar a disponibilidade de O₂ para as próximas gerações (LIRA, 2019)

O desenvolvimento do debate ambiental possui como marco a Conferência Mundial sobre meio Ambiente e Desenvolvimento, promovida pela ONU (Organização das Nações Unidas) em Estocolmo - Suécia 1972, posteriormente à publicação do Relatório Brundtland - Nosso Futuro Comum (1987), que discute o modelo de desenvolvimento e crescimento econômico adotado nas últimas décadas pelos países desenvolvidos e alguns países em desenvolvimento. Dessas discussões teve origem o conceito de sustentabilidade, atribuindo diretrizes e princípios que ultrapassam a concepção de desenvolvimento baseado nos princípios econômicos, propõe o crescimento e desenvolvimento sustentável em que a utilização dos recursos ocorra de maneira a atender às necessidades do presente sem comprometer as gerações futuras (FIGUEIREDO, 2019).

Dentro desse debate, a Conferência para o Meio Ambiente e Desenvolvimento - Rio 92, também refletiu a problemática ambiental no âmbito tanto do Estado quanto em nível da sociedade civil. Podemos ressaltar, como afirma Viola (1995), que os movimentos ambientalistas tiveram um certo avanço nesses diversos momentos da história, passando de uma fase especificamente de denúncia para uma nova fase, de execução de propostas.

As mobilizações em torno da problemática foram se ampliando e, nesse contexto, surgiram os movimentos de resistência através de ONGs- Organizações não governamentais ligados à sociedade civil, Igreja e a outras entidades, no sentido de atender aos grupos excluídos desse processo. A partir disso, houve uma maior pressão social sobre o setor elétrico relativo às questões socioambientais, as empresas apropriaram-se do discurso ambiental e têm tentado dar um tratamento diferenciado a essa temática (GOHN, 2011).

Nos anos 1970, com as crises do petróleo (1973 e 1977), difundiu-se a ideia de que o petróleo era limitado assim como também outros recursos naturais, daí a necessidade de investimentos em fontes energéticas renováveis. Ao lado da resistência em relação à ampliação

dos programas de energia nuclear, com uma maior conscientização em nível mundial das questões ambientais, houve um aumento dos problemas ambientais, em razão dos elevados índices de poluição. Neste sentido, houve investimento no potencial hidrelétrico, pois esse tipo de energia seria uma saída para a crise energética, além de ser energia renovável e limpa, sem resíduos finais e com possibilidade de reutilização. No entanto, apesar de ser uma energia considerada limpa, a construção de hidrelétricas para gerar energia causa impactos socioambientais profundos (MENDES, 2005).

Segundo Müller, 1995, a implantação de hidrelétricas tem dados em que sociedades inteiras presenciaram seu sustento, economia e valores socioculturais repentinamente destruídos. Ainda que a geração de energia através de hidrelétricas seja sustentável, muitas regiões tiveram retrocesso totalmente insustentável para que houvesse geração.

Os impactos ambientais causados pela construção de hidrelétricas são inúmeros de acordo com Sevá Filho (1990). Há vários casos de rompimento e extravasamento de lagos pequenos e risco também para as grandes barragens. Essa possibilidade é crescente à medida que ocorre o envelhecimento da estrutura civil construída, através de infiltrações nos paredões e a capacidade de armazenamento é diminuída em virtude do assoreamento. Outra questão relacionada aos impactos é a elevação do lençol freático da região. A água fica, muitas vezes, até imprópria para o consumo, prejudicando o abastecimento das populações vizinhas.

Müller (1995) afirma que "as influências nos aquíferos têm reflexos ecológicos e econômicos, uma vez que introduzem mudanças inesperadas na ocupação dos solos. Mas, nem sempre essas alterações provocadas nas camadas freáticas são tão evidentes". Em virtude da saturação das camadas superficiais, o solo perde a capacidade de diluição dos efluentes e, dependendo do tipo do efluente, pode levar à contaminação dos aquíferos.

A formação dos lagos das usinas hidrelétricas, de forma abrangente, ocupa regiões de solos férteis. Desse modo, as várzeas e as terras agricultáveis, ao ficarem sob as águas, torna obrigatória a saída da população, desfazendo os costumes e tradições históricas que a população da área atingida possuía, além de suas relações com o rio (tipo de agricultura desenvolvida, as técnicas utilizadas de irrigação, regime das cheias e, da mesma forma, a relação sociocultural) (BERMANN, 2007).

Os lagos também prejudicam os animais, além de fazerem desaparecer marcas de culturas antepassadas que poderiam ainda ser analisadas. Sendo assim, quando uma população é obrigada a deixar um seu lugar, ocorre o impacto social e cultural na forma de trabalhar a terra e em suas relações de vizinhança. Nesse contexto, com a implantação das usinas hidrelétricas, milhares de famílias perderam suas terras e residências. Muitas famílias deixaram de ser

reassentadas, e outras que receberam indenizações, em muitos casos, não puderam comprar novas terras, por causa do baixo valor recebido. Em outros casos foram reassentadas em terras com pouca fertilidade. Em muitos casos, a exemplo de Tucuruí (Estado do Pará), muitas famílias esperaram por longos anos para serem reassentadas (BERMANN, 2007).

É válido destacar que nem sempre, as usinas hidrelétricas atingem o seu objetivo principal, ou seja, a produção pode ser menor que se esperava no projeto com a função de barrar a água geralmente se torna muito onerosa e sua conclusão leva muito mais tempo que o previsto no projeto inicial. Além disso, as empresas, inclusive as estatais, iniciam novos projetos antes que estes estejam adequadamente equacionados e as questões sociais e ambientais de barragens já construídas estejam resolvidas (GOMES, 2013).

Nesse contexto, enfatiza-se que a construção de usinas hidrelétricas traz muitas consequências negativas para as regiões atingidas, tais como: famílias de agricultores expulsas para as cidades, abandonando as atividades agrícolas; comunidades inteiras destruídas; propriedades rurais desestruturadas e pequenos estabelecimentos comerciais inviabilizados pela perda de seus consumidores. No que tange às indenizações pelos danos causados pelas barragens, as empresas levam em consideração unicamente os aspectos materiais, prescindindo da valoração do trabalho investido no trato com a terra, dos valores afetivos e simbólicos, ou seja, da dimensão cultural, das condições sociais e históricas das populações locais, enfim, das peculiaridades existentes e da complexidade das relações sociais (FERREIRA, 2014).

Desta maneira, os impactos sociais e ambientais provocados pela construção desses lagos são irreversíveis e, mesmo com a tentativa de amenizá-los, através do reassentamento das famílias e da transferência de parte da fauna, essas alternativas não são suficientes para evitar as grandes perdas. Eles podem ocorrer sob as formas de extinção de mata nativa na área afetada e pela não retirada da madeira existente, gerando a falta de oxigênio na água, matando peixes e destruindo o ecossistema. Outro problema é o da reprodução de peixes de água parada, que não tem aceitação comercial, comprometendo o sustento dos pescadores. Desse modo, as interferências na dinâmica ambiental de áreas inundadas são imensas (FERREIRA, 2014).

No Brasil, os impactos socioambientais decorrentes da construção de grandes hidrelétricas são inúmeros, desde o alagamento de terras férteis através do seu reservatório, como na área do lago de Itaipu (1.360 km²), localizado no rio Paraná no Estado do Paraná, tanto do lado brasileiro como paraguaio, como o desaparecimento de áreas urbanas e rurais totais ou parciais, pode-se citar como exemplos, a UHE de Sobradinho (4.214 km²) no Estado da Bahia, a UHE de Tucuruí (2.430 km²) no Estado do Pará, entre outras. A população atingida foi deslocada compulsoriamente para outras áreas (MENDES, 2005)

Outro exemplo desses grandes projetos hidrelétricos impactantes é a UHE de Tucuruí. De acordo com Gonçalves (2001), essa hidrelétrica foi implantada para suprir energia para os grandes projetos de produção de alumínio, estimular as indústrias na Amazônia, articular ligações regionais e produzir energia para abastecer o resto do país. A implantação desta UHE implicou numa intensa mobilidade da população. De acordo com Gonçalves (2001), o desvio do curso do Rio Tocantins e o preenchimento do reservatório submergiram não só a floresta, mas também parte de territórios indígenas, populações rurais e núcleos urbanos, inclusive alguns que haviam sido criados ao longo da rodovia Transamazônica.

O deslocamento e reassentamento de populações nativas e de migrantes, somados aos impactos ambientais, resultaram em intensos conflitos que, na década de 1980, resultaram em movimentos sociais com ampla repercussão no âmbito regional e nacional (BURSZTYN, 2001).

Em regiões como na Amazônia, muitos reassentamentos populacionais decorrentes da construção de usinas hidrelétricas foram implantados em áreas que, muitas vezes, se mostraram inapropriadas para esse fim, constatando-se uma modificação socioeconômica, que não levou em consideração as formas anteriores de sobrevivência e a interação do homem com o meio circundante. Existem casos em que as comunidades ribeirinhas foram deslocadas para áreas interioranas, e os grupos extrativistas foram transferidos para lotes que deveriam ser desenvolvidos com base em atividades agropecuárias. Isso acabou levando ao insucesso dos reassentamentos, com o abandono dos lotes pela população (BURSZTYN, 2001).

Jong (1993) analisou as grandes obras hidroenergéticas e sua influência nos efeitos regionais. Segundo ele, a produção de energia elétrica a partir da construção de grandes usinas foi defendida pelos governos como a forma mais eficiente, aproveitando o recurso natural abundante, de baixo custo na geração de energia, não se importando com as perdas sociais e ambientais.

Esse autor menciona ainda os seguintes impactos:

A inundação de vastas áreas, a realocação compulsória das populações afetadas, os movimentos de populações induzidos durante a etapa da construção, os conflitos socio-culturais relacionados a tais movimentos, os efeitos inflacionários localizados oriundos do aumento pontual da demanda de bens para a construção ou o consumo, as modificações advindas da construção ou inundação dos ecossistemas naturais (...). (JONG, 1993, p. 174).

Pode-se afirmar que os impactos ambientais são resultantes da forma como se dá a relação homem-meio ambiente e suas ações. Neste sentido, Jong (1993) afirma que toda “ação

humana pressupõe um risco, tanto em sua interação com o meio social, como com o meio natural”. Sendo assim, a sociedade é condição para a concretização desse risco, porque além de geradora dele, quando atua no meio natural, também é a partir de sua existência que adquire significado. Os problemas ambientais ocorrem a partir da existência da ação humana e, muitas vezes, são consequências de suas ações; já os processos naturais do espaço “têm sua própria dinâmica, que implica reações múltiplas e interdependentes ante cada ação do homem” (JONG, 1993).

Desse modo, no que se refere aos impactos ambientais, Rosa (1988) confirma a relevância das avaliações de riscos de impacto. Para esse autor, devem ser incluídos:

(...) os aspectos de saúde e segurança e impactos ecológicos e socioeconômicos. Daí a necessidade, de maneira a se incorporar a questão do risco e do impacto ambiental dentro do processo de tomada de decisão na área energética, de maneira a se buscar métodos e ferramentas que possam de fato ponderar os riscos e impactos gerados por projetos do setor energético. (ROSA, 1988, p.181).

Rosa (1988) salienta, ainda, que é frequente, em hidroprojetos, a maior parte dos verdadeiros beneficiários estarem distantes geograficamente, por isso não sofrerem os riscos e os impactos.

Deve-se considerar, no entanto que, a etapa de construção das grandes hidrelétricas dinamiza os processos produtivos regionais em vários aspectos, como por exemplo, o crescimento demográfico, em virtude da atração de pessoas para a realização da obra e todo o arsenal técnico e humano que envolve a execução do grande empreendimento, como também as atividades econômicas relacionadas ao comércio e serviços. Nessa direção, Bortoleto (2001), discutindo os efeitos de projetos hidrelétricos no desenvolvimento social e econômico, assinalou que há uma atração populacional para a área de construção. Analisando-se o caso de Andradina, no Estado de São Paulo, a autora verificou que a instalação das obras hidrelétricas do Complexo Hidrelétrico de Urubupungá, iniciado com a construção da usina de Jupuíá, foi responsável pelo crescimento populacional naquela região, atraindo população para a área das hidrelétricas.

3.2 ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA

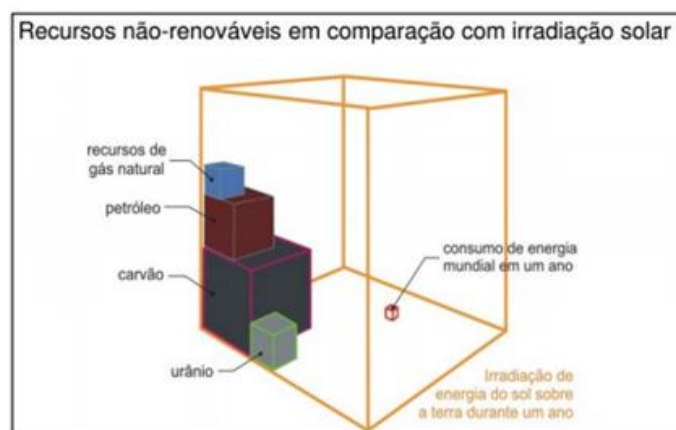
A cada ano, a Terra recebe aproximadamente $1,5 \times 10^{18}$ kWh/ano de energia solar em sua superfície, este valor corresponde a 70.000 vezes o consumo mundial de energia elétrica anual (EPE, 2019). Considerando a superfície terrestre, ou seja, a parte que possui potencial

gerar energia através do sol, esta energia passa a ser de $10,8 \times 10^{11}$ GWh/ano. Este fato indica, além de ser relevante à continuidade da vida na Terra, a radiação solar consiste em uma fonte de energia inesgotável, que possui um grande potencial de utilização não só de captação, mas também em conversão para outras formas energéticas, como a elétrica e a térmica (Rüther, 2004).

A utilização da energia solar tem três grandes atrativos: sua capacidade de ser renovável que é praticamente infinita, considerando a vida humana; os impactos ambientais são mínimos, é silenciosa e não poluente e, a praticabilidade de aplicação nas unidades consumidoras, o que exclui a necessidade de transporte através de grandes distâncias, tal fator, diminui as perdas por transmissão e distribuição, cuja é uma falha relevante do sistema convencional (ZOMER, 2010).

Em comparação aos recursos não renováveis mais utilizados atualmente, para se obter energia, a irradiação de energia do sol sobre a terra em um ano é muito mais abundante, no entanto não é devidamente aproveitada, como é mostrado na Figura 1.

Figura 1 - Recursos não renováveis, irradiação solar e energia e o consumo de energia mundial em um ano.
Fonte: Amaral (2016).



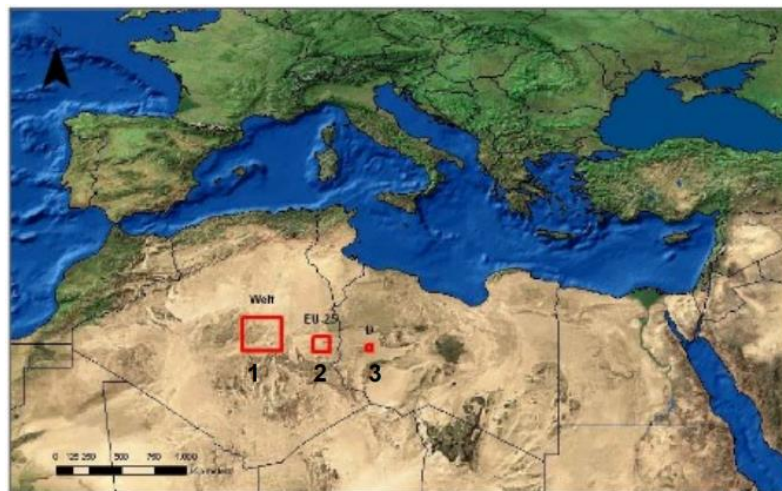
A Figura 2 apresenta o comparativo da disponibilidade da energia solar com outros recursos renováveis, e com o consumo energético em um ano.

Figura 2 - Recursos renováveis e o consumo energético em um ano. **Fonte:** Amaral (2016).



Caso a mesma comparação com relação a energia solar, fosse feita em um mapa mundial, o espaço necessário para alimentar a demanda energética da Terra seria como mostrado na Figura 3.

Figura 3 - Espaço necessário para atender a demanda energética mundial através da irradiação solar. **Fonte:** May (2015).



A partir da Figura 3, entende-se que, com demanda energética e tecnologia fotovoltaica com referência de 2014, uma área de 64.516 km² (1) seria o suficiente para atender todo o consumo mundial de eletricidade; uma área menor (2) de 12.100 km² supriria o consumo de toda União Europeia; e uma área ainda menor, supriria o consumo de um país como a Alemanha. No Anexo 1 pode-se analisar a Irradiação Solar Global, para complementar a revisão bibliográfica.

3.2.1 O recurso solar

A Terra recebe 174 petawatts (GT) de radiação solar (insolação) na zona superior da atmosfera. Dessa radiação, cerca de 30% é refletida para o espaço, enquanto o restante é absorvido pelas nuvens, mares e massas terrestres (SANCHES, 2015);

Para finalidades de análise, os itens relativos à entrada de energia solar na terra são de interesse ao planejamento de sistemas de PV (SILVA, 2015):

- Irradiação horizontal global (GHI): é o total da energia solar recebida em uma unidade de área de superfície horizontal. Inclui a energia do sol que é recebida em um feixe direto e de todas as direções do céu quando a radiação é dispersa para fora da atmosfera (irradiação difusa). A soma anual da GHI é de particular relevância para as plantas de energia fotovoltaica, que são capazes de fazer uso de ambas as componentes difusas e de feixe de radiação solar.
- Irradiação Horizontal Difusa (DHI): é a energia recebida em uma unidade de área de superfície horizontal de todas as direções quando a radiação é dispersa para fora da atmosfera ou área circundante.
- Irradiação direta normal (DNI): é a parcela direta da radiação solar da energia solar recebida em uma unidade de área de superfície permanentemente voltada para o sol. O DNI é de particular interesse para instalações solares que rastreiam o sol e para concentradores de energia.

A DNI é muito variável ao longo do dia, principalmente em locais com altos índices de nebulosidade. Estudos mostram que, no longo prazo, a irradiação direta é significativamente mais variável que a irradiação global, observando ciclos principais de 11 anos e outros de períodos mais longos. Se, por um lado, 2 a 3 anos de medição local permitem estimar a média de longo termo para a irradiação global com margem de erro de 5%, para a irradiação direta podem ser necessários até mais do que 10 anos de medições para se alcançar essa mesma margem (SILVA, 2015).

- Declinação: é a variação da posição da Terra em relação ao Sol ao longo do ano que determina ângulos de inclinação dos painéis solares, em relação ao norte e em relação ao plano horizontal mais adequado para a otimização do aproveitamento solar quando são utilizados painéis fixos, que não acompanham a trajetória diária do Sol. No hemisfério Sul, os painéis solares devem estar voltados para o norte verdadeiro e a inclinação com o plano horizontal pode ser ajustada para maximizar a produção em cada uma das estações do ano ou para maximizar a produção média ao longo do ano.

Neste último caso, em geral a inclinação corresponde à ângulos próximos da latitude do local da instalação.

3.2.2 O efeito fotovoltaico e a geração de energia solar

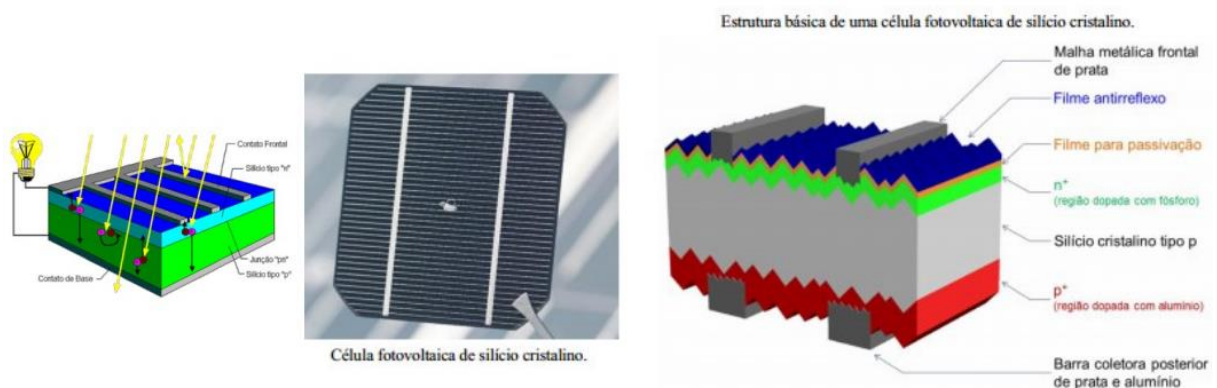
O espectro eletromagnético da luz solar é o intervalo completo de todas as possíveis frequências da radiação eletromagnética e se estende desde frequências abaixo das frequências “de baixa frequência” até a radiação gama. Já o espectro da luz solar na superfície da Terra é mais difundido em toda a faixa visível e infravermelho e em uma pequena banda de radiação ultravioleta (LACCHINI, 2017).

A luz é normalmente descrita por qualquer uma das seguintes propriedades físicas: frequência (f), comprimento de onda (λ), ou por ondas eletromagnéticas (energia) (E), calculada pela Equação 1, onde h é a constante de Plank ($6,626 \times 10^{-34} \text{ m}^2 \text{ kg s}^{-1}$) e C é a velocidade da luz no vácuo em m/s.

$$E = \frac{hc}{\lambda} \quad (1)$$

Para que seja possível aproveitar a energia incidente, é necessário que haja um campo elétrico. Para que isso ocorra, utiliza-se a camada de depleção que surge com a união de dois cristais semicondutores, um dopado positivamente e outro negativamente. As células fotovoltaicas são fabricadas com material semicondutor, em grande maioria o silício, que possui condutibilidade baixa. Da dopagem do silício, com o fósforo, por exemplo, obtém-se um material portador de carga negativa (ou seja, silício tipo N) e com alumínio, por exemplo, obtém-se um material com cargas positivas livres (silício tipo P). Cada célula solar é composta de camada fina de material tipo N e outra com maior espessura de material tipo P (LACCHINI, 2017), como pode ser visto na Figura 4.

Figura 4 - Estrutura de uma célula solar. **Fonte:** Silva (2015).



Separadamente, ambas as chapas são eletricamente neutras, mas ao serem unidas, na região P-N, forma-se um campo elétrico devido aos elétrons livres do silício tipo N que ocupam os vazios da estrutura do silício tipo P. Com a incidência de luz na célula fotovoltaica, os fótons alteram a energia do núcleo com elétrons da estrutura do silício, fornecendo-lhes energia. Devido ao campo elétrico gerado pela junção P-N, os elétrons são orientados e fluem da camada P para a camada N e por meio de um condutor externo, ligando a camada negativa à positiva, gera-se, então, um fluxo de elétrons.

Enquanto a luz incidir na célula, este fluxo se manterá. A intensidade da corrente elétrica gerada (CC) será proporcional à incidência da luz sobre a célula. Em escala, as placas de Energia Solar Fotovoltaica (PV), conforme o princípio de funcionamento, são conectadas a outros equipamentos integrantes do sistema geral de PV os quais podem ser distintos conforme a aplicação (AMARAL, 2016).

A eficiência de conversão da radiação solar incidente para energia elétrica varia de acordo com a física dos elementos e compostos contidos nas células fotovoltaicas e, acima de tudo, com a relação entre o número de elétrons extraídos e o número de fótons incidentes (WEHR, 2011).

A Tabela 1 mostra alguns valores de eficiência, medidos em laboratório na temperatura de 25 °C, além da tensão das células em circuito aberto e a corrente de curto-circuito, com valores atualizados em 2016. Voc informa a tensão da célula solar em circuito aberto, enquanto Isc informa o valor da corrente quando a célula, iluminada, está em curto circuito. O Fator de Forma é um indicador da qualidade de geração de energia por parte da célula, informando a relação entre a potência no pico máximo e o produto de Voc e Isc (CARVALHO, 2014).

A penúltima linha da tabela mostra a eficiência de uma célula com dupla junção (III-V) sobre silício, desenvolvida pelo Fraunhofer-ISE, com eficiência que supera a barreira de 29,4% do silício puro. A última linha da tabela mostra o valor de eficiência excepcionalmente alto de uma célula composta com três junções sobrepostas de diferentes materiais, com diferentes sensibilidades ao espectro solar (GREEN *et al.*, 2015).

Tabela 1 - Eficiência de células fotovoltaicas de laboratório.

Classificação	Eficiência	Voc (V)	Isc (mA)	Fator de forma (%)	Fabricante
c-Si	25,6 +/- 0,5	0,74	41,8	82,7	Panasonic
mc-Si	20,8 +/- 0,4	0,663	39	80,3	Trina
a-Si	10,2 +/- 0,3	0,896	16,36	69,8	AIST
DSSC	10,0 +/- 0,4	0,718	20,46	67,7	Fujikura
CIGS	20,5 +/- 0,6	0,752	35,3	77,2	Solibro
CdTe	21,0 +/- 0,4	0,876	30,25	79,4	First Solar
III-V / Si	30,2 +/- 1,1	3,045	11,9	83	Fraunhofer ISE
InGap / GaAs / InGaAs	37,9 +/- 1,2	3,065	14,27	86,7	Sharp

Fonte: adaptado de GREEN *et al.* (2015),

Um fator que diminui a eficiência das células solares é o aumento da temperatura. Este efeito depende da tecnologia utilizada e tem como causa a recombinação dos portadores de cargas causada pela agitação térmica (GREEN, 2003; RAUSCHENBACH, 2012). Como resultado, células de filme fino em silício amorfo apresentam coeficiente de perda de potência, por cada grau de temperatura acima dos 25 °C, da ordem de 0,20% a 0,25%, estes valores são menores do que as perdas apresentadas por células de silício cristalino nas quais o mesmo coeficiente está entre 0,45% e 0,50% (ASTE *et al.*, 2014).

Limitações na física dos semicondutores definem o máximo de 30% na eficiência das células solares com junção p-n (SHOCKLEY & QUEISSER, 1961). Valores atualizados de eficiência de módulos fotovoltaicos monocristalinos de 400 Wp mostram valores de 18,6% e policristalinos de 345Wp valores de 16,6%. Estas tecnologias representam o estado da arte em produtos apresentados na Intersolar Europe de 2019.

Algumas tecnologias, como a de silício amorfo em filme fino, telureto de cádmio, disseleneto de cobre, índio e gálio e outras, estão perdendo mercado a cada ano. A tecnologia de filme fino, em 2016, ocupou 7% do mercado mundial, enquanto o uso de silício foi de 94%, sendo a parcela de policristalino de 68% (MINTS, 2016). A quantidade de material, utilizado pelas células de silício, reduziu significativamente nos últimos anos: de 16 g/Wp para menos de 6 g/Wp, devido à melhoria na eficiência e à menor espessura da lâmina das células (PHILIPPS & WARMUTH, 2015). Outro benefício dos processos que utilizam tecnologia com filmes mais finos, está na menor energia gasta na fabricação e conseqüentemente na menor quantidade de insumos utilizados o que reduz os custos de produção, ou seja, as células com tecnologia de filmes finos são mais baratas do que as de silício cristalino (LACCHINI, 2017).

3.2.3 Tipos de aplicação da energia solar fotovoltaica

Sobre os tipos de aplicação da energia solar em sistemas fotovoltaicos, de acordo com a Norma Brasileira NBR 11704:2008, pode-se classificar as instalações geradoras quanto ao tipo de interligação e quanto ao tipo de configuração, como é mostrado na Figura 5.

Figura 5 - Quadro de classificação de sistemas fotovoltaicos conforme NBR 11.704:2008. **Fonte:** Paiva (2018).

CLASSIFICAÇÃO	Quanto à interligação	Sistemas isolados	São aqueles que não possuem qualquer conexão com o sistema público de fornecimento de energia elétrica
		Sistemas conectados à rede elétrica	São aqueles efetivamente conectados ao sistema público de fornecimento de energia elétrica
	Quanto à configuração	Sistemas puros	São aqueles que utilizam gerador fotovoltaico como único gerador de energia elétrica
		Sistemas híbridos	São aqueles que resultam da associação do gerador fotovoltaico com outros tipos de geradores de energia elétrica

Com relação ao tipo de interligação, os sistemas isolados são geralmente instalados em lugares com pouco ou nenhum acesso à rede elétrica, como zonas rurais ou ilhas, por exemplo, por este motivo, necessita de baterias para armazenamento energético. Pode gerar energia para uma única unidade geradora, ou ser instalado como “mini rede” para atender uma pequena comunidade. Nos sistemas conectados à rede são aqueles em que as células (ou painéis) fotovoltaicas são instaladas sobre os telhados de casas, escritórios, indústrias, desde que estes locais estejam interligados a rede elétrica convencional (que na maioria dos casos é administrada por concessionárias). É necessário que o sistema tenha um inversor de frequência, que será responsável por transformar corrente contínua (CC) em corrente alternada (CA). A energia gerada pelos painéis é entregue à rede elétrica.

No tocante ao tipo de configuração, os sistemas puros não possuem qualquer gerador externo conectado à geração elétrica; já os híbridos funcionam em conjunto com outro tipo de gerador, este pode ser um gerador diesel ou eólico, por exemplo. Este tipo de sistema é considerado um dos mais complexos, pois exigem um controle eficiente para integrar as diferentes formas de obtenção de energia elétrica. Esse tipo de sistema pode ser conectado à rede ou isolado (PAIVA, 2018).

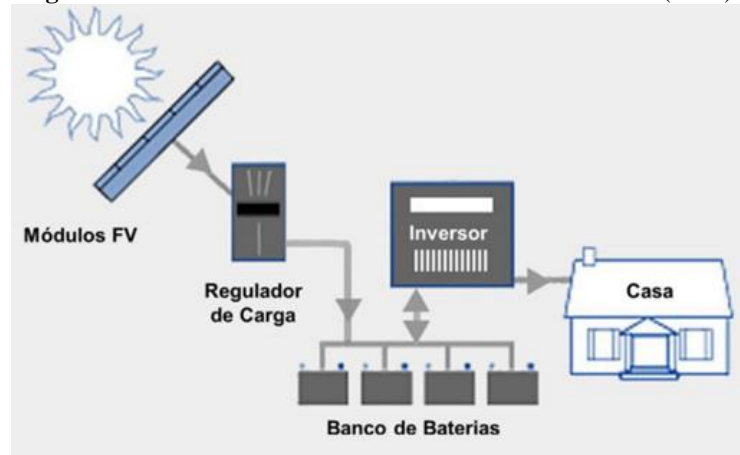
3.2.3.1 Sistemas isolados (Off-grid)

Os sistemas isolados são, na maioria das vezes, utilizados em zonas remotas, onde não é economicamente viável a instalação da rede elétrica por diversos fatores, como o tipo de terreno, passagens da rede elétrica ou preocupações ambientais diversas (Abdul Aziz *et al.*, 2017).

Para que haja continuidade no fornecimento energético, caso não haja condições físicas para produção solar, ou no caso de ser de noite, este sistema é geralmente complementado por algum tipo de sistema de armazenamento, como as baterias, por exemplo. Num sistema deste tipo, o sistema PV fornece energia para a carga a alimentar e carrega as baterias e, quando não é possível, é a bateria, previamente carregada, que alimenta a carga. Tipicamente esta instalação compreende os seguintes equipamentos ligados, como se vê na Figura 6 (Ali & Salih, 2013):

- Módulos fotovoltaicos;
- Inversor;
- Baterias;
- Regulador de Cargas

Figura 6- Sistema fotovoltaico isolado. **Fonte:** Ali & Salih (2013).



Sistemas deste modelo já foram estudados por muitos autores, os quais avaliaram sua viabilidade de instalação. Estudos com a possibilidade de eletrificar zonas rurais através de sistemas fotovoltaicos isolados, no deserto do Sahara, concluíram que conectar à rede de distribuição de baixa tensão contínua a ser a opção mais competitiva até uma distância previamente determinada. A partir dessa distância, o sistema PV isolado é a opção mais viável (KEBOUR *et al.*, 2017).

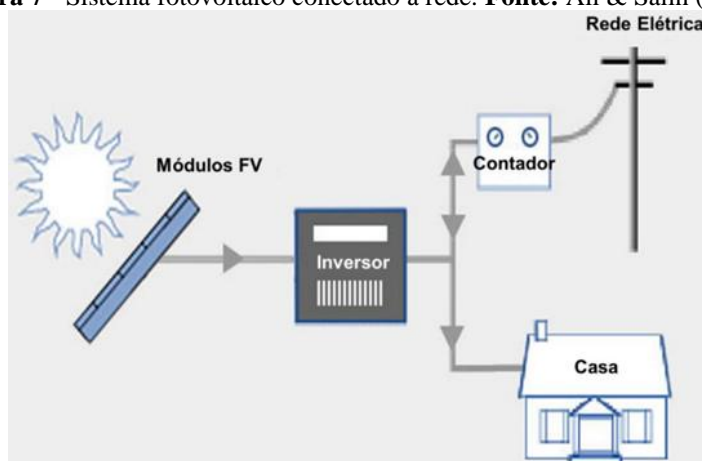
Uma ferramenta desenvolvida por Tribioli & Cozzolino (2019), avaliou a possibilidade de instalar um sistema fotovoltaico isolado para abastecer um centro comercial. Os resultados mostraram que, mesmo nas condições favoráveis de radiação média diária e temperatura média, em Miami, Las Vegas e Houston, o baixo custo da energia elétrica, torna a implementação destes sistemas ainda pouco competitivos. Concluíram também que este sistema poderia ser competitivo se houvesse uma redução dos custos de implementação de pelo menos 60%.

3.2.3.2 Sistemas conectados à rede (On-grid)

Este modelo de sistema permite utilizar a energia proveniente da rede elétrica quando o sistema fotovoltaico não produz o necessário para satisfazer as necessidades energéticas, bem como injetar na rede a energia produzida excedente ao consumo (Ali & Salih, 2013).

Contrariamente aos sistemas isolados, no sistema *On grid* não é preciso que sejam instaladas baterias, ou seja, para o completo funcionamento do sistema é necessário apenas os inversores e módulos fotovoltaicos. Devido à facilidade de interligação do sistema, mostrado na Figura 7, e ao número reduzido de equipamentos, este tipo de sistema é o mais habitual em comparação com os sistemas isolados, especialmente em locais com fácil acesso à rede elétrica. O dimensionamento destes sistemas é menos crítico do que o sistema isolado, visto que a falta do fornecimento de energia elétrica para um certo local não é problemática (Aziz *et al.*, 2017).

Figura 7 - Sistema fotovoltaico conectado à rede. **Fonte:** Ali & Salih (2013).



Na literatura, sabe-se que este é um sistema viável em vários países com diferentes condições climáticas, para diferentes tamanhos de instalações. Dondariya *et al.* (2018), estudaram a viabilidade de instalar um sistema PV ligado à rede em um edifício habitacional

na cidade de Ujjain, Índia. O estudo determinou que a produção energética do sistema seria de 15.228 kWh/kWp, o que torna o sistema praticável em zonas urbanas. Outros estudos concluíram que este sistema é viável, como o de Kazem *et al.* (2017), que analisaram um sistema PV ligado à rede, de 1MWp, na cidade de Adam, Oman. Neste estudo, concluíram que o período de retorno é de 10 anos e o custo de 0,2258 USD/kWh. Ayadi, Al-Assad, & Al Asfar (2018) investigaram três tipos de tecnologia para a instalação de um sistema PV ligada à rede: fixo, com um eixo de rotação e com dois eixos de rotação. Os indicadores avaliados foram: produção final, área ocupada e eficiência de conversão, enquanto que a análise econômica investigou o período de retorno e a Taxa Interna de Retorno (TIR). Concluíram que o Sistema mais vantajoso era o fixo, com um TIR de 32% e um período de retorno de três anos. O Sistema foi dimensionado para 15,030 kWp, ocupando uma área de 150 m².

3.2.3.3 Sistemas Híbridos

Os sistemas híbridos são combinados de sistemas fotovoltaicos com outras fontes de energia que asseguram a carga das baterias na ausência de sol. Estas fontes podem ser geradoras a diesel, gás ou mesmo eólicos (Mendes, 2019). Podem ser também sistemas ligados à rede elétrica, que utilizam baterias.

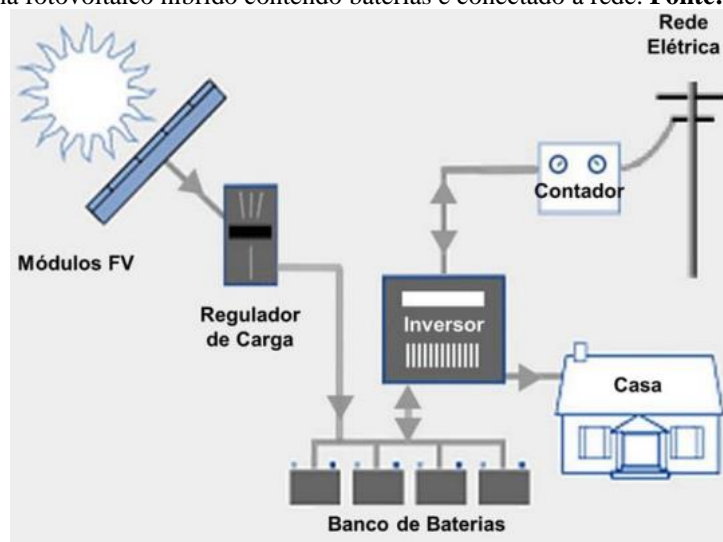
Apesar das vantagens do PV híbrido, este tem um potencial adverso na rede elétrica. A energia solar é uma energia que não pode ser controlada, não sendo possível planejar e usar a energia mais tarde, quando há necessidade. A falta de controle da produção tem uma relação direta com a imprevisibilidade da injeção de energia na rede. A incapacidade de gerar energia, quando necessário, pode prejudicar a estabilidade e confiabilidade do sistema energético (Anzalchi & Sarwat, 2017). Segundo Anzalchi & Sarwat (2017), o maior problema de integração do PV na rede elétrica é a flutuação da irradiação solar.

A elevada introdução de sistemas ligados à rede pode inverter a direção da energia na rede, e introduzir novos problemas técnicos no sistema, assim como aumento da tensão e desequilíbrio da mesma. Uma das soluções para resolver estes problemas é a utilização de baterias em conjugação com o sistema PV ligado à rede. Esta conjugação apresenta vantagens, não só por armazenar excedente de produção, mas também porque minimiza as dificuldades induzidas pelos altos níveis de injeção de energia PV na rede elétrica (LI, 2019).

Num sistema deste tipo, a energia produzida pelo PV alimenta diretamente a carga, e, caso exista excesso de produção, as baterias são carregadas com a energia excedente. Assim que produção do sistema PV diminui, as baterias descarregam. No caso de as baterias

descarregarem totalmente e não haja produção suficiente, as necessidades energéticas são asseguradas pela rede. Ainda pode ser injetada energia na rede, no caso de produção excedente com baterias totalmente carregadas. A Figura 8 ilustra esse tipo de sistema.

Figura 8 - Sistema fotovoltaico híbrido contendo baterias e conectado à rede. **Fonte:** Ali & Salih (2013)



Embora seja um sistema com pouca utilização, a comunidade científica vem abordando esta opção.

Li (2019), apresenta um algoritmo para dimensionar sistemas fotovoltaicos conectados à rede com a utilização de baterias em um edifício habitacional na Austrália. Os resultados obtidos mostram que a economia de energia do edifício é de 2.457,80 AUD por ano, e que quanto maior for o consumo de energia, maior será a economia, tanto em tarifas horárias como em tarifas fixas. Enquanto que a utilização individual de baterias consegue reduzir significativamente a fatura da energia, a utilização de um banco de baterias para várias habitações, com diferentes perfis de consumo diminuía ainda mais o consumo energético.

Outro estudo realizado por Aelenei *et al.* (2019) foi num edifício de escritórios em Lisboa, onde já existia uma instalação composta por dois sistemas FV, um sistema vertical instalado na fachada sul do edifício, e o outro instalado nas estruturas de sombreamento de um parque de estacionamento, ambos de 12k Wp. Considerou-se a possibilidade de instalar um banco de baterias com o objetivo de aumentar a correspondência entre a produção de energia e o consumo do edifício. Concluiu-se que os melhores resultados foram obtidos quando um banco de baterias de 13,5 kWh era instalado. Os valores de autoconsumo e autossuficiência aumentariam 15,4% e 17,1%, respetivamente, o valor atual líquido seria de 14.416€ no décimo ano, o TIR de 3,2% e um período de retorno de 8,1 anos.

3.3 PRINCIPAIS COMPONENTES DE UM SISTEMA FV *ON GRID*

Um sistema FV conectado à rede é composto basicamente por módulos fotovoltaicos e inversores de frequência, além de outros componentes elétricos como cabos e disjuntores. É estimado que um sistema FV popular conectado à rede tenha tempo de vida útil médio de geração de energia de 25 anos. Neste meio tempo, manutenções preventivas, preditivas e corretivas podem ser realizadas, e alguns componentes podem ser substituídos, se for o caso. Um sistema FV eficaz tem como margem de 5%, para mais ou para menos, com base na geração em que foi dimensionado para suprir. Portanto uma Unidade Geradora (UG) que apresenta entre 95% e 105% de geração da energia prevista no dimensionamento do projeto, está dentro dos limites de eficiência, segundo Dantas e Pompermayer (2018). Também existem sistemas FV que são dimensionados para suprirem parte do consumo elétrico.

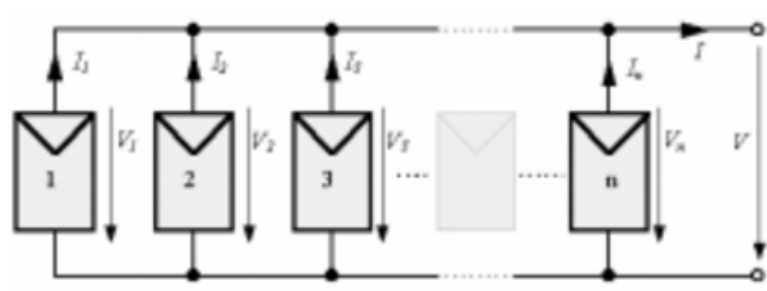
Nesta seção serão abordados os principais componentes de um sistema FV conectado à rede (*ON GRID*)

3.3.1 Módulos fotovoltaicos

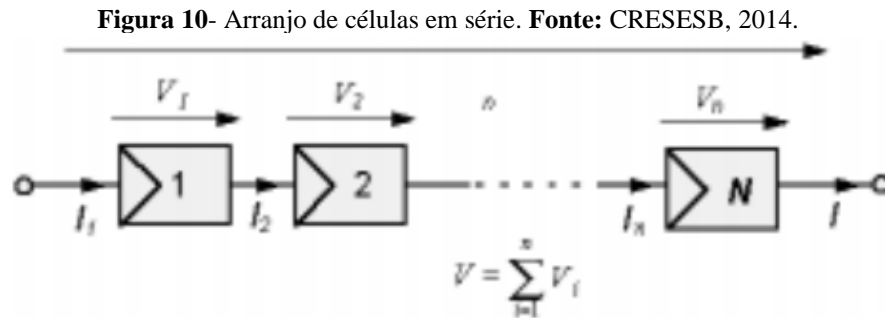
Uma única célula solar produz, em condições ideais, diferenças de potenciais entre 0,5 e 0,6V e potências até 5 W, de forma que, para condições reais, as células devem ser arranjadas em ligações série-paralelo integrando painéis de baixa potência, atualmente com 350 W em média, com tensão de 12 ou 50 V (também há casos com mais de 100 V). O arranjo das células nos módulos pode ser feito conectando-as em série ou em paralelo (adaptado de EPE, 2014, apud SILVA, 2015).

Ao conectar as células em paralelo, como demonstrado na Figura 9, a corrente total, é a soma das correntes de cada módulo. A tensão do módulo é exatamente a tensão da célula. Pelas características típicas das células (corrente contínua entre 8 a 10 A e tensão em aproximadamente 0,6V) este arranjo não é utilizado salvo em condições muito especiais.

Figura 9- Arranjo de células em paralelo. **Fonte:** CRESESB, 2014.



O arranjo em série da Figura 10, a seguir, é a conexão mais usual de células fotovoltaicas em módulos, este arranjo consiste em agrupar o maior número de células em série, somando a tensão de cada célula e obtendo-se um valor final de 12V (para sistemas isolados), o que possibilita a carga de acumuladores operantes na faixa dos 12V.



Quando houver sombreamento em uma célula fotovoltaica, constituinte de um módulo, a potência do módulo reduzirá drasticamente, este fator comprometerá todo o funcionamento das demais células do módulo, pois estas são ligadas em série. Para que não haja prejuízos que limitem a corrente de um módulo, por uma célula de baixo desempenho, utiliza-se um diodo de desvio (by-pass), cujo serve como um caminho alternativo para a corrente, limitando a dissipação de calor na célula com defeito. Eventualmente o uso de diodo by-pass é feito em grupamentos de células, isso gera economia se comparado ao custo de instalar um diodo para cada célula.

A corrente elétrica em uma célula fotovoltaica pode ser considerada como a soma da corrente de uma junção P-N no escuro (diodo semiconductor) com a corrente gerada pelos fótons absorvidos da radiação solar. Esta corrente, em função da tensão no dispositivo, denominada de curva I-V (ou curva característica), pode ser descrita pela Equação 2, derivada da equação de Shockley, do diodo ideal.

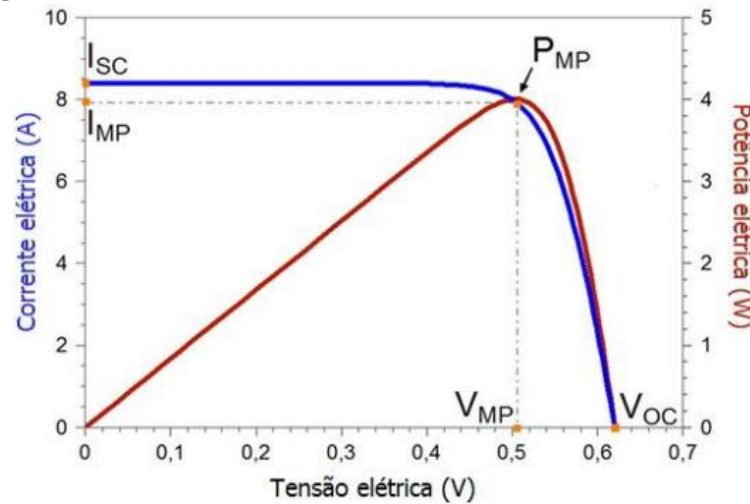
$$I = I_L - I_0 \left[\exp \left(\frac{qV}{nKT} \right) \right] - 1 \quad (2)$$

Onde:

- I_L é a corrente fotogerada (A);
- I_0 é a corrente de saturação reversa do diodo (A);
- n é o fator de idealidade do diodo (adimensional, geralmente entre 1 e 2);
- q é a carga do elétron ($1,6 \cdot 10^{-19}$ C);
- K é a constante de Boltzmann ($1,38 \cdot 10^{-23}$ J.K⁻¹);
- T é a temperatura absoluta (K).

A representação típica da característica de saída de um dispositivo fotovoltaico (célula, módulo, sistema) denomina-se curva corrente tensão (Figura 11).

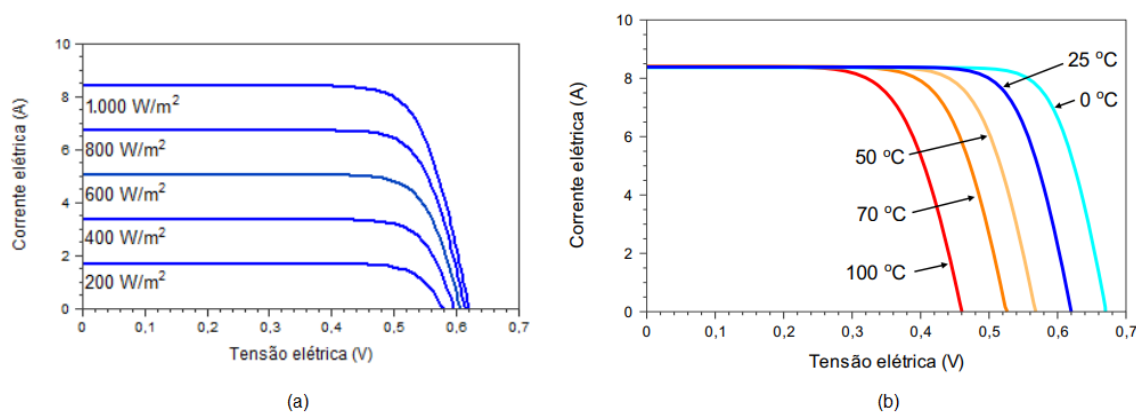
Figura 11- Curva I-V típica de uma célula de PV. **Fonte:** CRESESB (2014).



Através da curva I-V de uma célula fotovoltaica, podem ser determinados os parâmetros elétricos, descritos a seguir, que caracterizam as células ou módulos fotovoltaicos (CRESESB, 2014):

- Tensão de circuito aberto (V_{oc}): é a tensão entre os terminais de uma célula fotovoltaica quando não há corrente elétrica circulando e é a máxima tensão que uma célula fotovoltaica pode produzir. Pode ser medida diretamente com um voltímetro nos terminais do módulo. V_{oc} depende da corrente de saturação (I_0), da corrente elétrica fotogerada (I_L) e da temperatura.
- Corrente de curto-circuito (I_{sc}): é a máxima corrente que se pode obter e é medida na célula fotovoltaica quando a tensão elétrica em seus terminais é igual a zero. Pode ser medida com um amperímetro curto-circuitando os terminais do módulo e depende da área da célula fotovoltaica, da irradiância solar, das propriedades ópticas e da probabilidade de coleta dos pares elétron lacuna formados.
- Ponto de máxima potência (PMP): É o valor máximo de potência que pode entregar o dispositivo, correspondendo ao ponto da curva no qual o produto $V \times I$ é máximo. É importante salientar que os fatores ambientais (radiação solar e temperatura) exercem efeito significativo sobre a característica I-V de saída do dispositivo, como mostra a Figura 12.

Figura 12- Influências da irradiância solar (a) e temperatura (b), na curva característica IxV de uma célula. **Fonte:** CRESESB (2014).



O resultado de uma mudança na intensidade de radiação é uma variação na corrente de saída para qualquer valor de tensão (Figura 12 a). A corrente varia com a radiação de forma diretamente proporcional. A tensão mantém-se praticamente constante.

O principal efeito provocado pelo aumento da temperatura do módulo é uma redução da tensão de forma diretamente proporcional (Figura 12 b). Existe um efeito secundário dado por um pequeno incremento da corrente para valores baixos de tensão. É por isso que para locais com temperaturas ambientes muito elevadas são adequados módulos que possuam maior quantidade de células em série a fim de que as mesmas tenham suficiente tensão de saída para carregar baterias em sistemas isolados ou híbridos (CRESESB, 2014).

3.3.2 Inversores

O inversor solar tem como papel principal, no sistema FV, converter a eletricidade gerada nos painéis, de corrente contínua (CC) para corrente alternada (CA). Seu papel secundário é garantir a segurança do sistema e obter valores de produção energética pelos painéis solares, além de poder maximizar a geração.

Existe uma diversidade grande de tipos de inversores em função das peculiaridades de suas aplicações. No caso de sistemas fotovoltaicos, a aplicação dos inversores pode ser dividida em duas categorias de tipos de aplicação, ou seja, isolados (SFIs) e conectados à rede (SFCRs), também conhecidos como inversores *grid-tie*. Embora os inversores para SFCRs compartilhem os mesmos princípios gerais de funcionamento que os inversores para SFIs, eles possuem características específicas para atender às exigências das concessionárias de distribuição em termos de segurança e qualidade da energia injetada na rede (Amaral, 2016).

As principais características de um inversor para sistemas conectados à rede ou *grid-tie* são apresentadas a seguir:

- Inversor sem transformador ou com transformador: O inversor sem transformador é um inversor mais leve e gera menos calor, tendo reputação de serem mais eficientes no processo de conversão. No Brasil, diversas distribuidoras exigem a utilização de inversores com transformador. O transformador é necessário quando a tensão do inversor é diferente da tensão da unidade consumidora (UC) a ser instalado o sistema FV.
- Grau de Proteção contra água e poeira (IP) do inversor: existem diversos graus de proteção apresentados na norma NBR IEC 60529 - Graus de proteção para invólucros de equipamentos elétricos (códigos IP). Esta característica é importante se o inversor for instalado em local aberto.
- Eficiência do inversor: O percentual de eficiência do inversor indica a qualidade deste em converter a energia solar de corrente contínua (CC) para corrente alternada (CA).
- Possibilidade de conexão do inversor ao computador: A possibilidade de conectar o inversor solar ao computador possibilita monitorar o desempenho do sistema em tempo real, gerando gráficos e comparações de geração.
- Garantia do inversor: A grande maioria dos fabricantes oferecem 5 anos de garantia para os inversores. Esta garantia, a critério do consumidor, pode ser estendida até 10 anos (Amaral, 2016). Mais recentemente, uma nova geração de inversores com 12 anos de garantia surgiu no mercado mundial, ampliável até 20 anos.

A falta de um padrão brasileiro de comparação de eficiência dos inversores, fez com que o Brasil adotasse o padrão europeu como referência, o que não reflete bem a situação do Brasil que é um país que recebe grande quantidade de radiação (PINTO *et al.*, 2016).

Para escolher a potência do inversor em um sistema FV é necessário, primeiramente, dimensionar a potência total do sistema.

3.3.3 Cálculo da Demanda de Energia

Para dimensionar a unidade geradora fotovoltaica, primeiramente, deve-se apurar o consumo seu consumo anual (kWh/ano) para assim compor a potência total dos painéis que serão conectados à rede de energia elétrica.

Esse valor pode ser obtido através de uma análise da fatura mensal da Unidade Consumidora, ou a partir do levantamento das cargas instaladas (PINHO; GALDINO, 2014).

A partir da Equação 3 é possível calcular a potência de pico dos painéis fotovoltaicos, em kWp (quilo Watt-pico), em função do consumo em kWh.

$$P_{FV} = \frac{\frac{E}{TD}}{HSP_{MA}} \quad (3)$$

Onde:

P_{FV} : Potência do Sistema [kWp]

E: Média do consumo diário [kWh]

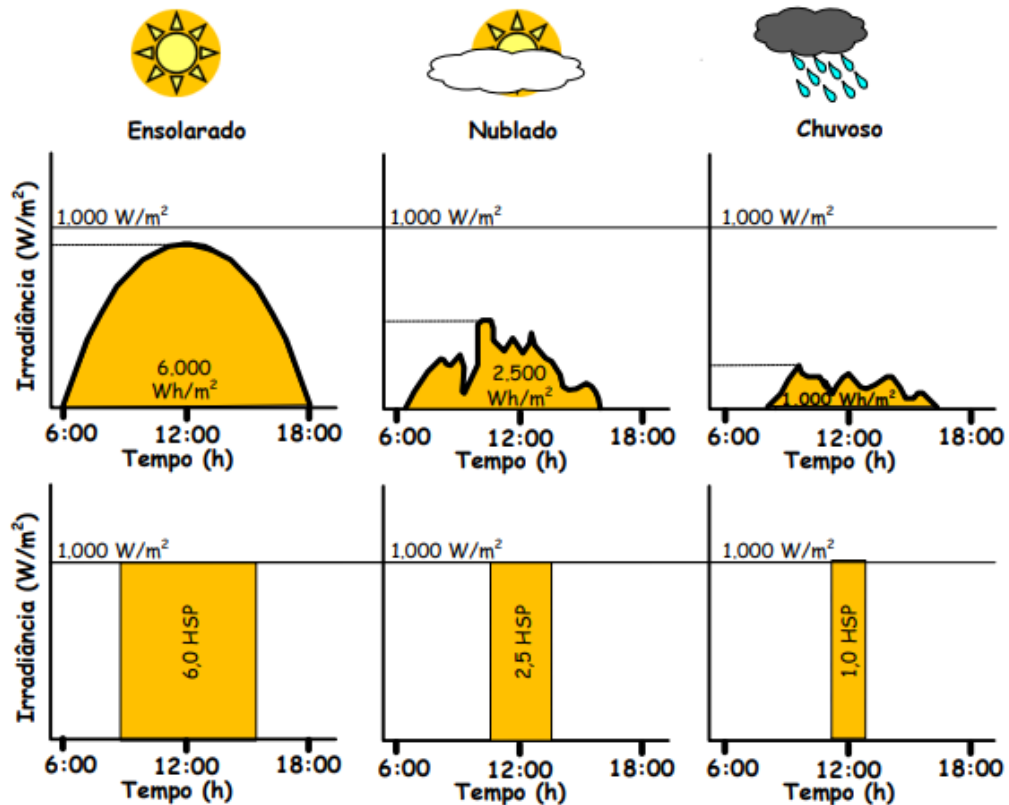
HSP_{MA} : Média diária das HSP incidente no painel FV

A média diária do consumo (E) pode ser obtida na fatura emitida pela concessionária, para o correto dimensionamento, deve-se levar em consideração o consumo de pelo menos um ano.

O valor da taxa de desempenho, do inglês performance ratio (PR), interfere diretamente no desempenho do sistema fotovoltaico, é definida pela relação entre o desempenho real do sistema sobre o desempenho máximo teórico. Esta taxa leva em consideração a potência real do sistema sob as mais diversas condições de operação e perdas energéticas (PINHO; GALDINO, 2014). A taxa de desempenho de um sistema contabiliza todas as perdas de eficiência considerando o aumento da temperatura do módulo, variação da irradiação, sujidade, perdas nas conexões, descasamento, perdas de conversão no inversor e outras perdas (IEA, 2019). Este índice é bastante útil porque representa a real capacidade de fornecimento de energia elétrica através da conversão da energia solar. As plantas fotovoltaicas podem atingir uma taxa de eficiência média de 80% até 90% ao longo de um ano (IEA 2019), nesse trabalho, considerou-se a taxa de 85% para dimensionar o sistema FV

A HSP_{MA} é a média diária das horas de sol pleno incidentes no painel fotovoltaico, como há uma forte linearidade entre a produção de energia e a irradiação horária, este conceito pode ser estendido, gerando uma forma bastante conveniente de se expressar o valor acumulado de energia solar ao longo de um dia: o número de Horas de Sol Pleno (HSP). Esta grandeza reflete o número de horas em que a irradiância solar deve permanecer constante e igual a 1 kW/m², de forma que a energia resultante seja equivalente à energia disponibilizada pelo Sol no local em questão, acumulada ao longo de um dado dia. A Figura 13 ajuda na compreensão da grandeza das Horas de Sol Pleno.

Figura 13 - Exemplo de perfis de radiação solar diária com valores equivalentes de HSP. **Fonte:** (PINHO *et al.*, 2014).



3.3.3.1 Dimensionamento do inversor

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

Assim como na escolha do fabricante dos módulos FV, a seleção por um fabricante de inversores também deve levar em consideração a credibilidade da empresa no que diz respeito à garantia do equipamento (tipicamente cinco a dez anos), assim como sua capacidade produzida acumulada e assistência técnica no território brasileiro (PINHO; GALDINO, 2014).

3.3.3.2 Fator de dimensionamento de inversores (FDI)

O dimensionamento do sistema deve ser realizado de maneira que o inversor não trabalhe por muito tempo em potências demasiadamente abaixo da nominal nem seja sobrecarregado. Utilizando-se um inversor de menor capacidade (e, portanto, menor custo) para um mesmo gerador FV sem impactar na quantidade de energia e na confiabilidade do sistema,

a energia gerada tende a ser mais barata. Contudo, de uma forma conservadora a potência do inversor pode ser igual à potência nominal da geração FV.

O Fator de Dimensionamento de Inversores (FDI) representa a relação entre a potência nominal C.A. do inversor e a potência de pico do gerador FV, como mostra a Equação 4.

$$FDI = \frac{P_{NI}}{P_{FV}} \quad (4)$$

Onde:

P_{NI} : Potência Nominal do Inversor.

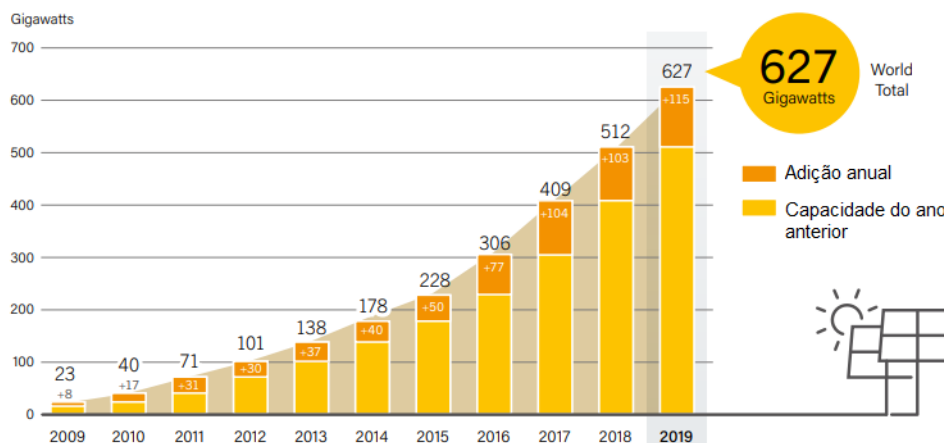
P_{FV} : Potência de pico do sistema FV.

A potência do gerador FV e do inversor devem ser ajustadas de modo que o FDI do inversor tenha a melhor relação custo/benefício. O FDI depende do inversor selecionado, da tecnologia do módulo FV, da orientação e inclinação do painel, além das condições ambientais, como temperatura e radiação local. A otimização do FDI exige simulação numérica, que deve ser realizada utilizando-se dados horários de radiação e temperatura ambiente. Análise de literatura mostra que os valores inferiores de FDI recomendados por situam-se na faixa de 0,7 a 0,85, enquanto que o limite superior é de 1,05 (KALOGIROU, 2014).

3.4 CONTEXTO MUNDIAL DA ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA

No ano de 2017, o mundo adicionou mais capacidade de energia solar fotovoltaica do que de qualquer outro tipo de tecnologia de geração de energia, superando as adições de combustíveis fósseis e nuclear combinadas (REN21, 2018). Em 2018, o número de sistemas FV se manteve estável, e em 2019 o mercado aumentou em torno de 12%. A década terminou com forte demanda nos países da Europa, Estados Unidos e mercados emergentes em todo o mundo, compensando um declínio substancial na China, o maior mercado individual. Sem incluir a China, o mercado global de energia solar fotovoltaica cresceu cerca de 44% em 2019, alcançando a marca de 627 GWp (REN21, 2020). A Figura 14 ilustra a capacidade de geração FV mundial acumulada e adicionada entre os anos de 2009 e 2019.

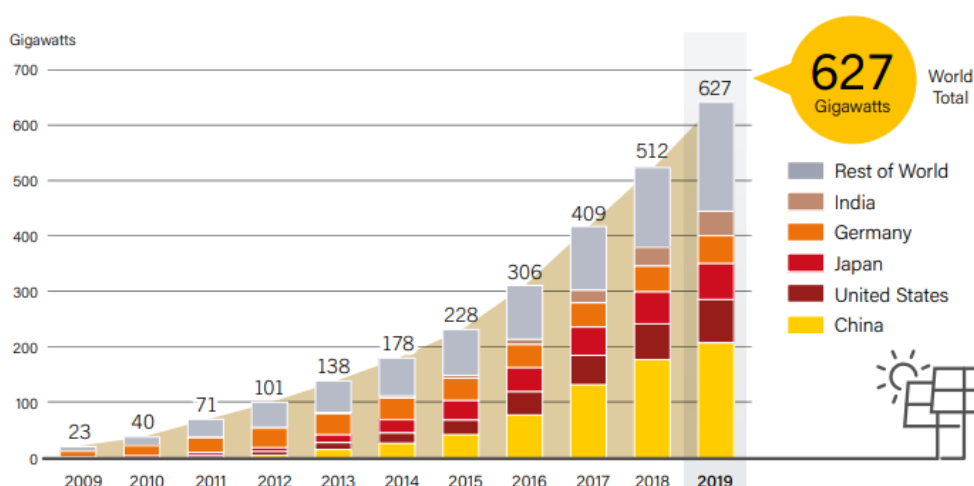
Figura 14- Capacidade FV Global Acumulada e Adicionada entre 2009 e 2019. **Fonte:** REN21 (2020).



Em vários países, a energia solar fotovoltaica já desempenha um papel significativo na geração de eletricidade. No final de 2019, 22 países tinham capacidade suficiente em operação para atender pelo menos 3% de sua demanda de eletricidade com energia solar fotovoltaica, e 12 países tiveram o suficiente para pelo menos 5%. A geração fotovoltaica já é responsável por 2,8% da geração elétrica mundial.

Os cinco países com maior capacidade de geração fotovoltaica são, em ordem decrescente, China, Estados Unidos, Japão, Alemanha e Índia, que juntos possuem 73% da potência total instalada no final de 2019, conforme se pode observar na Figura 15.

Figura 15- Capacidade FV Acumulada por País e Região 2009- 2019. **Fonte:** REN21 (2018).
Solar PV Global Capacity, by Country and Region, 2009-2019



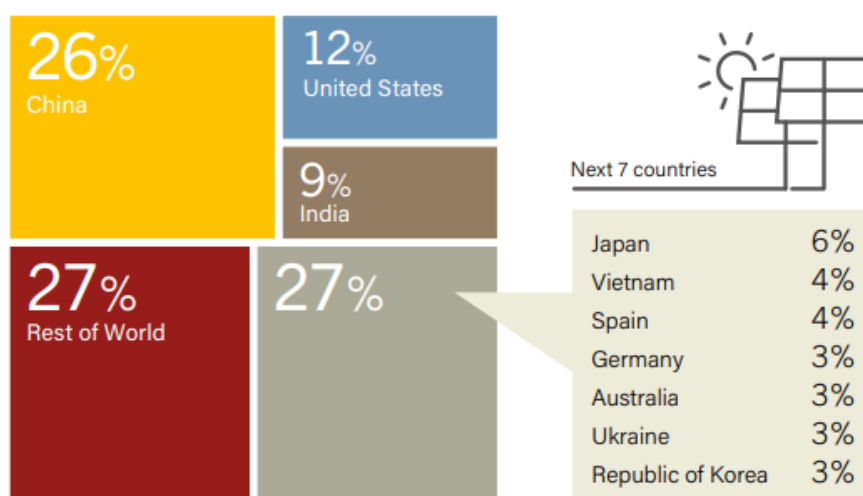
Embora a capacidade de energia solar fotovoltaica esteja concentrada em uma pequena lista de países, no final de 2019, 18 países adicionaram pelo menos 1 GW de nova capacidade fotovoltaica, em 2018 este número era de apenas 11 países, e todos os continentes contribuíram

significativamente para o crescimento global de PV, ao todo pelo menos 39 países tinham 1 GW ou mais.

Globalmente, a expansão do mercado é devida em grande parte à crescente competitividade da energia solar fotovoltaica, combinada com a crescente demanda por eletricidade nos países em desenvolvimento e crescente conscientização do potencial da tecnologia para aliviar a poluição, reduzir as emissões de dióxido de carbono e fornecer acesso à energia. No entanto, a maior parte da demanda global continua a ser impulsionada em grande parte pelas políticas governamentais. (REN21, 2020).

Quando se considera a potência FV adicionada no ano de 2019, a China novamente assume a liderança, com 26% das adições. Três mercados foram responsáveis por 47% de toda a nova potência instalada, sendo eles: China, Estados Unidos e Índia; os sete seguintes foram Japão, Vietnã, Espanha, Alemanha, Austrália, Ucrânia e República da Coreia, conforme ilustra a Figura 16.

Figura 16- Capacidade Adicionada por País e Região em 2019. **Fonte:** REN21 (2020).

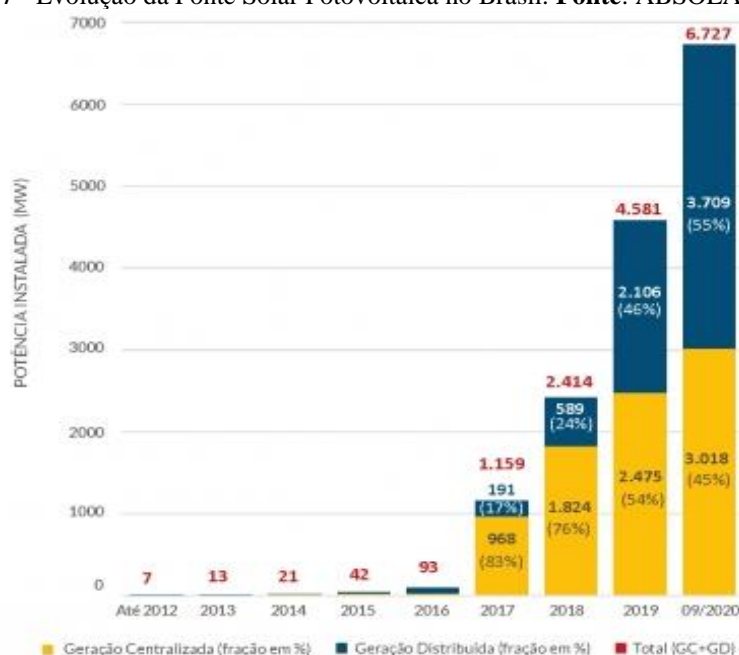


3.5 ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA E O PANORAMA BRASILEIRO

Nos últimos anos, o mercado fotovoltaico teve grande avanço no Brasil está entre os quinze principais mercados solares do mundo. No entanto, o Brasil ainda se encontra distante dos grandes líderes globais, já citados nesta revisão.

Em 2019, o Brasil foi a décima sexta nação que mais adicionou capacidade FV e, até setembro de 2020 foi capaz de alcançar a marca de 6,7 GW de capacidade instalada, o avanço dos últimos anos pode ser visto na Figura 17 (ABSOLAR, 2020).

Figura 17 - Evolução da Fonte Solar Fotovoltaica no Brasil. **Fonte:** ABSOLAR (2020).



O Brasil possui potencial de geração de eletricidade proveniente da fonte solar, com níveis de irradiação superiores aos de países onde a energia fotovoltaica é amplamente difundida, como, Japão, Alemanha, Espanha, Itália, França e Reino Unido por exemplo (PEREIRA *et al.*, 2017).

Com a popularização dos preços dos equipamentos necessários para o sistema de geração da energia fotovoltaica e a aplicação de uma política energética apropriada, o país tem conseguido atrair investimentos públicos e privados, de empresas e consumidores individuais para o consumo de energia solar. O Brasil destaca-se, ainda, entre os países em desenvolvimento na aplicação da tecnologia fotovoltaica e há expectativas de que a nação ocupe um lugar entre os dez principais produtores globais de energia FV até 2030 (BNEF, 2018).

A posição relevante, que destacou o Brasil entre as únicas de 1 GW de capacidade solar no último ano, revela um resultado positivo da política energética nacional e dos esforços realizados durante a última década que buscaram fomentar e fornecer alicerce jurídico e regulatório à produção de energias renováveis modernas no país. Entre os principais fatores para o atual sucesso do setor fotovoltaico nacional estão as resoluções que normatizam a Geração Distribuída no país, desde 2012, e um sistema de leilões de energia renovável, dos quais participa a fonte solar FV, desde 2013 (SANTIAGO, 2019).

3.5.1 Geração distribuída

Em 17 de abril de 2012, a ANEEL publicou a Resolução Normativa N° 482, cuja estabelece as condições gerais para a conexão de pequenos geradores aos sistemas de distribuição de energia elétrica brasileira. Dessa forma, passou a ser permitida a produção própria de energia elétrica e, conseqüentemente, estabelecidos os conceitos de micro e minigeração distribuída no país. A normativa também estabeleceu que para ser considerado um micro ou minigerador, a geração deve ser proveniente de fontes renováveis ou de cogeração qualificada (ANEEL, 2012).

Outro novo conceito introduzido pela resolução foi o sistema de compensação energética, que permitiu aos consumidores injetar na rede a energia elétrica excedente produzidas pelas unidades geradoras (UG) nas concessionárias locais. Assim, ao final do período de faturamento, é realizada uma compensação entre a energia ativa injetada na rede pela UG e a consumida, o que proporciona economia aos clientes com GD (ANEEL, 2012).

Posteriormente, com o objetivo de aprimorar as definições da REN N° 482/2012 e facilitar o acesso ao sistema de distribuição, a ANEEL publicou em 24 de abril de 2015 a REN N° 687. Esta resolução teve como objetivo a redução de custos e de tempo para conexão dos pequenos geradores, além de aumentar o público alvo e melhorar as informações da fatura de energia elétrica (ANEEL, 2016).

Quanto à adequação dos autoprodutores, a REN N° 687/2015 alterou as regras aplicáveis aos limites de micro e minigeração. Para a microgeração, reduziu-se a potência instalada de 100 kW para 75 kW e para a minigeração, a ANEEL elevou a potência limite de 1 MW para 5 MW (ANEEL, 2012).

Com relação ao sistema de compensação, o prazo para utilização do saldo de energia excedente ao final do período de faturamento, também conhecido como crédito de energia, foi alterado de 36 para 60 meses. Além disso, foram criadas as seguintes modalidades: empreendimentos de múltiplas unidades consumidoras (condomínios), autoconsumo remoto e geração compartilhada (ANEEL, 2016).

Desse modo, a modalidade de empreendimentos de múltiplas unidades consumidoras é caracterizada pela união de UCs de um condomínio, cuja geração está em uma área comum e a energia injetada na rede é dividida ente as UCs do condomínio, previamente cadastradas. Já o autoconsumo remoto, reúne UCs sob mesma titularidade, mas que possuem unidade consumidora com localização diferente da unidade geradora de energia, dentro da mesma área de concessão; desta forma, a energia gerada pode ser abatida em todas as UCs cadastradas no

mesmo CPF. Por fim, a geração compartilhada reúne UCs sob titularidades distintas, atendidas pela mesma concessionária de energia, e associadas por meio de cooperativa ou consórcio (ANEEL, 2015).

Segundo a ANEEL (2016), a presença da GD próximo aos centros de consumo oferece diversos benefícios ao setor elétrico, dentre os quais se destacam: a diversificação das fontes empregadas para produção de energia, a economia com a expansão das linhas de transmissão e distribuição e a melhoria do nível de tensão da rede em algumas horas do dia.

No entanto, existem também algumas desvantagens relacionadas ao aumento da GD, como por exemplo, a dificuldade do faturamento de UCs e a necessidade de adequação dos procedimentos das concessionárias para controlar e proteger suas redes (ANEEL, 2016).

4. METODOLOGIA

Neste capítulo serão apresentadas as metodologias abordadas para avaliar os impactos econômicos e ambientais em três sistemas FV diferentes. Os sistemas FV, denominados Unidades Geradoras de Energia (UG) foram analisados no período de um ano, entre 01/10/2019 a 30/09/2020.

4.1 UNIDADE GERADORA 1

A Unidade Geradora 1 foi instalada na cidade de Santa Tereza do Oeste. A Tabela 2 apresenta os índices de Horas de Sol Pleno para o local de instalação.

Tabela 2 - HSP_{MA} em Santa Tereza do Oeste – PR.

Horas de Sol Pleno	
Mês	Horas de Sol Pleno (kWh.m⁻²)
Janeiro	6,20
Fevereiro	5,56
Março	5,09
Abril	4,24
Maio	3,33
Junho	2,96
Julho	3,17
Agosto	4,18
Setembro	4,36
Outubro	5,16
Novembro	5,93
Dezembro	6,31
Média	4,71

Fonte: Cresesb (adaptado), 2020.

4.1.1 Dimensionamento do sistema FV UG1

Para o dimensionamento deste sistema, considerou-se o consumo médio do ano anterior (analisando a fatura da concessionária), que pode ser visto no Quadro 1.

Quadro 1 – Consumo ano base UC1.

UNIDADE CONSUMIDORA 1	
MÊS	CONSUMO (kWh)
mar/18	1.905
abr/18	1.652
mai/18	1.629
jun/18	1.609
jul/18	1.694
ago/18	1.581
set/18	1.804
out/18	1.859
nov/18	2.395
dez/18	2.763
jan/19	2.496
fev/19	2.367
TOTAL	23.754
MÉDIA	1.979,5

Fonte: Hércules Componentes Elétricos, 2018.

De acordo com a Equação 3 (descrita na REVISÃO BIBLIOGRÁFICA), a potência pico do sistema é dada a seguir:

$$P_{FV} = \frac{\frac{E}{TD}}{HSP_{MA}}$$

$$P_{FV} = \frac{\frac{65,98}{0,85}}{4,71}$$

$$P_{FV} = 16,48 \text{ kWp}$$

A potência dos módulos disponíveis para instalação era de 345 W, portanto o número de módulos é dado por:

$$n = \frac{16,48}{0,345} = 47,77$$

Portanto, 48 módulos de 345 W cada. Em condição de pico (máxima potência) a potência teórica do sistema seria de 16,56 kWp.

4.1.2 Escolha do inversor da UG1

A escolha do inversor para este sistema foi feita com base na posição dos módulos com relação ao índice de incidência solar (posição favorável). Como foi possível instalar os módulos posicionados para o norte, o FDI poderia ser na faixa de 0,7. Esta estimativa foi realizada por um software que simula o posicionamento dos módulos. De acordo com a Equação 4 (descrita na REVISÃO BIBLIOGRÁFICA):

$$P_{NI} = FDI \cdot P_{FV}$$

$$P_{NI} = 0,7 \cdot 16,56$$

$$P_{NI} = 11,59 \text{ kW}$$

Portanto, o inversor especificado foi da marca HUAWEI, modelo SIW500H - ST012 com potência nominal de 12 kW. O Anexo II apresenta os dados técnicos deste modelo de inversor.

4.1.3 Dados da UG1

O Quadro 2 apresenta os dados da Unidade Geradora 1.

Quadro 2 – Dados da Unidade Geradora 1.

Dados	Configuração
Classe	Comercial
Consumo anual energético (médio)	23.754 kWh
Data de instalação	Abril/2019
Padrão	Trifásico
Tensão	380 V
Potência dos módulos	345 W
Quantidade de módulos	48 Unidades
Potência de pico	16,56 kWp
Número de inversores	1
Potência nominal do inversor	12 kW
Classificação	Microgeração

Fonte: Autoria própria.

Neste sistema fotovoltaico não foi necessária utilização de transformador de tensão, pois o padrão do local de instalação é de 380 V. Na figura 18 pode-se ver como os módulos fotovoltaicos foram arranjados na Unidade Geradora 1.

Figura 18 - Módulos Fotovoltaicos da Unidade Geradora 1. Fonte: Autoria própria.

4.2 UNIDADE GERADORA 2

A Unidade Geradora 2 foi instalada na cidade de Cascavel. A Tabela 3 apresenta os índices de Horas de Sol Pleno para o local de instalação.

Tabela 3 - HSP_{MA} em Cascavel – PR.

Horas de Sol Pleno	
Mês	Irradiação solar diária média (kWh/m².dia)
Janeiro	6,21
Fevereiro	5,53
Março	5,10
Abril	4,27
Maio	3,34
Junho	2,97
Julho	3,19
Agosto	4,21
Setembro	4,37
Outubro	5,19
Novembro	5,97
Dezembro	6,34
Média	4,72

Fonte: Cresesb (adaptado), 2020.

4.2.1 Dimensionamento do sistema FV UG2

Para o dimensionamento deste sistema, considerou-se o consumo médio do ano anterior (analisando a fatura da concessionária), que pode ser visto no Quadro 3.

Quadro 3 – Consumo ano base UC2.

UNIDADE CONSUMIDORA 2	
MÊS	CONSUMO (kWh)
mai/18	3.624
jun/18	3.938
jul/18	3.823
ago/18	3.717
set/18	4.228
out/18	4.420
nov/18	4.925
dez/18	5.015
jan/19	5.166
fev/19	5.040
mar/19	4.099
abr/19	3.732
TOTAL	51.727
MÉDIA	4.311

Fonte: Hércules Componentes Elétricos, 2018.

De acordo com a Equação 3, a potência pico do sistema é dada a seguir:

$$P_{FV} = \frac{\frac{E}{TD}}{HSP_{MA}}$$

$$P_{FV} = \frac{\frac{143,7}{0,85}}{4,9}$$

$$P_{FV} = 34,51 \text{ kWp}$$

A potência dos módulos disponíveis para instalação era de 345 W, portanto o número de módulos é dado por:

$$n = \frac{34,51}{0,345} = 100,03$$

Portanto, 100 módulos com 345 W de potência cada. Em condição de pico (máxima potência) a potência teórica do sistema seria de 34,5 kWp.

4.2.2 Escolha do inversor da UG2

A escolha do inversor para este sistema foi feita com base na posição dos módulos com relação ao índice de incidência solar (posição favorável). Como não foi possível instalar os módulos posicionados para o norte, o FDI deveria ser entre 0, e 1. Esta estimativa foi realizada por um software que simula o posicionamento dos módulos. De acordo com a Equação 4:

$$P_{NI} = FDI \cdot P_{FV}$$

$$P_{NI} = 0,95 \cdot 34,5$$

$$P_{NI} = 32,77 \text{ kW}$$

Portanto, o inversor especificado foi da marca HUAWEI, modelo SIW500H - ST033 com potência nominal de 33 kW. O Anexo III apresenta os dados técnicos deste modelo de inversor.

4.2.3 Dados da UG2

O Quadro 4 apresenta os dados gerais da Unidade Geradora 2.

Quadro 4 – Dados da Unidade Geradora 2.

Dados	Configuração
Classe	Agroindustrial
Consumo anual energético (médio)	43.537 kWh
Data de instalação	Agosto/2019
Padrão	Trifásico
Tensão	220 V
Potência dos módulos	345 W
Quantidade de módulos	100 Unidades
Potência de pico	34,5 kWp
Número de inversores	1
Potência nominal do inversor	33 kW
Classificação	Microgeração

Fonte: Autoria própria.

Neste sistema fotovoltaico foi necessária utilização de transformador de tensão, pois o padrão do local de instalação é de 220 V, como mostrado no Quadro 4. Para padrões trifásicos, os inversores para geração fotovoltaica devem ter tensão de 380 V.

Figura 19 - Módulos Fotovoltaicos da Unidade Geradora 2. **Fonte:** Autoria própria.



4.3 UNIDADE GERADORA 3

A Unidade Geradora 3 foi instalada na cidade de Umuarama. A Tabela 4 apresenta os índices de Horas de Sol Pleno para o local de instalação.

Tabela 4 - HSP_{MA} em Umuarama – PR.

Horas de Sol Pleno	
Mês	Irradiação solar diária média (kWh/m².dia)
Janeiro	6,09
Fevereiro	5,83
Março	5,33
Abril	4,50
Maio	3,52
Junho	3,14
Julho	3,38
Agosto	4,35
Setembro	4,58
Outubro	5,38
Novembro	6,14
Dezembro	6,51
Média	4,9

Fonte: Cresesb (adaptado), 2020.

4.3.1 Dimensionamento do sistema FV UG3

Para o dimensionamento deste sistema, considerou-se o consumo médio do ano anterior (analisando a fatura da concessionária), que pode ser visto no Quadro 5.

Quadro 5 – Consumo ano base UC3.

CONSUMO (kWh)		
MÊS	FORA DA PONTA	PONTA
jun/18	13.175	1.456
jul/18	11.978	1.284
ago/18	13.109	1.482
set/18	14.427	1.689
out/18	16.109	1.783
nov/18	18.203	1.910
dez/18	19.971	2.178
jan/19	16.438	1.798
fev/19	16.511	1.847
mar/19	11.682	1.241
abr/19	13.526	1.425
mai/19	13.303	1.404
TOTAL	168.572	19.497
MÉDIA	14.048	1.624,75

Fonte: Hércules Componentes Elétricos, 2019.

Por se tratar de uma unidade consumidora do grupo A (Alta Tensão), a UC3 tem dois tipos de tarifas, o consumo na ponta e o consumo fora de ponta. A fatura analisada foi do ano de 2019, onde as tarifas para o grupo A1 eram:

- Tarifa ponta: R\$ 1,97
- Tarifa fora de ponta: R\$ 0,52

Para fazer o correto dimensionamento desta usina, deve-se levar em consideração o fator de ajuste entre as duas tarifas, pois como a geração distribuída trata-se de um sistema compensatório. Como explanado na Revisão bibliográfica, a produção energética solar sempre é feita no horário da tarifa de fora de ponta (pois no horário da ponta não há sol). Então produz-se energia fora de ponta para consumir na ponta, nos casos de UCs do grupo A.

O fator de ajuste é dado pela Equação 5:

$$F_A = \frac{T_{FP}}{T_P} \quad (5)$$

Onde:

F_A: Fator de ajuste

T_{FP}: Tarifa fora de ponta

T_P: Tarifa na ponta

Portanto, o fator de ajuste da UC3 é:

$$F_A = \frac{0,52}{1,97}$$

$$F_A = 0,2639$$

O dimensionamento do consumo de UC3 é dado pela Equação 6:

$$C_T = C_{FP} + \left(\frac{C_P}{F_A}\right) \quad (6)$$

Onde:

C_T : Demanda energética necessária [kWh]

C_{FP} : Consumo fora de ponta [kWh]

C_P : Consumo na ponta [kWh]

F_A : Fator de ajuste [adimensional]

O consumo total anual da UC3 é, portanto:

$$C_T = 168572 + \left(\frac{19497}{0,2639}\right)$$

$$C_T = 168572 + \left(\frac{19497}{0,2639}\right)$$

$$C_T = 242.452,98 \text{ kWh}$$

De acordo com a Equação 3, a potência pico do sistema é dada a seguir:

$$P_{FV} = \frac{\frac{E}{TD}}{HSP_{MA}}$$

$$P_{FV} = \frac{\frac{670,56}{0,85}}{4,9}$$

$$P_{FV} = 161,7 \text{ kWp}$$

A potência dos módulos disponíveis para instalação era de 340 W, portanto o número de módulos é dado por:

$$n = \frac{161,7}{0,340} = 475,59$$

Portanto, 476 módulos de 340 W cada. Em condição de pico (máxima potência) a potência teórica do sistema seria de 161,84 kWp.

4.3.2 Escolha do inversor da UG3

A escolha do inversor para este sistema foi feita com base na posição dos módulos com relação ao índice de incidência solar (posição favorável). Como foi possível instalar os módulos posicionados para o norte, o FDI poderia ser na faixa de 0,7. Esta estimativa foi realizada por um software que simula o posicionamento dos módulos. De acordo com a Equação 4:

$$P_{NI} = FDI \cdot P_{FV}$$

$$P_{NI} = 0,7 \cdot 164,22$$

$$P_{NI} = 114,95 \text{ kW}$$

Portanto, foram especificados dois inversores da marca HUAWEI, modelo SIW500H - ST060 com potência nominal de 60 kW cada um, potência nominal total de 120 kW. O Anexo IV apresenta os dados técnicos deste modelo de inversor.

4.3.3 Dados da UG3

O Quadro 6 apresenta os dados da Unidade Geradora 3.

Quadro 6 – Dados da Unidade Geradora 3.

Dados	Configuração
Classe	Industrial
Consumo anual energético médio (com fator de ajuste)	242.452,98 kWh
Data de instalação	Setembro/2019
Padrão	Trifásico
Tensão	380 V
Potência dos módulos	345 W
Quantidade de módulos	476 Unidades
Potência de pico	164,22kWp
Número de inversores	2
Potência nominal do inversor	120 kW
Classificação	Minigeração

Fonte: Autoria própria.

Neste sistema fotovoltaico não foi necessária utilização de transformador de tensão, pois o padrão do local de instalação é de 380 V. Na figura 20 pode-se ver como os módulos fotovoltaicos foram arranjados na Unidade Geradora 3.

Figura 20 - Módulos Fotovoltaicos da Unidade Geradora 3. Fonte: Autoria própria.

4.4 SOFTWARE DE ANÁLISE DE GERAÇÃO SOLARVIEW®

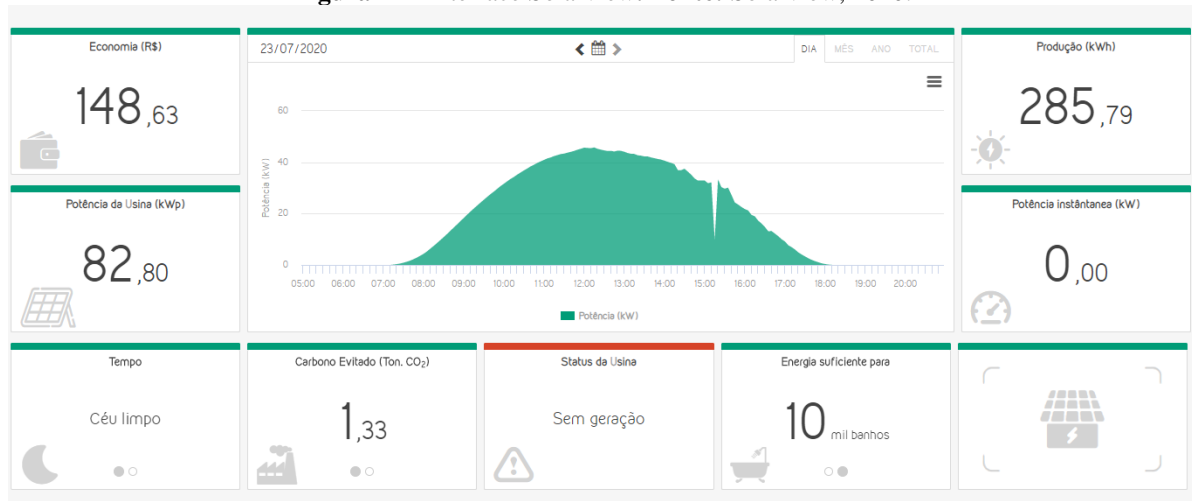
O software Solarview, da linha Pró, foi utilizado para acompanhar a geração e garantir que o sistema cumpra as especificações de projeto. Na interface geral é possível visualizar o número de unidades geradoras instaladas, a potência total instalada, a potência instantânea de geração, a energia total gerada, a economia total em reais, o carbono evitado e o número de árvores cultivadas.

O cálculo do número de árvores cultivadas pode ser obtido diretamente a partir da energia elétrica gerada em um período de tempo, multiplicando a energia por $5,04 \cdot 10^{-4}$ árvores/kWh que é o coeficiente de árvores cultivadas. O coeficiente de árvores cultivadas foi calculado considerando o fator de emissão médio de CO₂ do SIN de 0,1258 KgCO₂/kWh, e a remoção de 249,60 Kg de CO₂ por árvore (SIN, 2019).

O cálculo da quantidade de CO₂ evitada por uma instalação fotovoltaica é feito através da energia elétrica gerada em um período de tempo e do fator de emissão médio de CO₂ do SIN neste período, que é 0,1258 Kg/kWh.

Na Figura 21 é possível observar a interface do software, e os índices de uma unidade geradora de 82,8 kWp.

Figura 21 - Interface Solarview. Fonte: Solarview, 2020.



O tópico indicador de potência instantânea informa a potência gerada em tempo real. Os tópicos “Economia” e “Produção” indicam os valores obtidos diariamente.

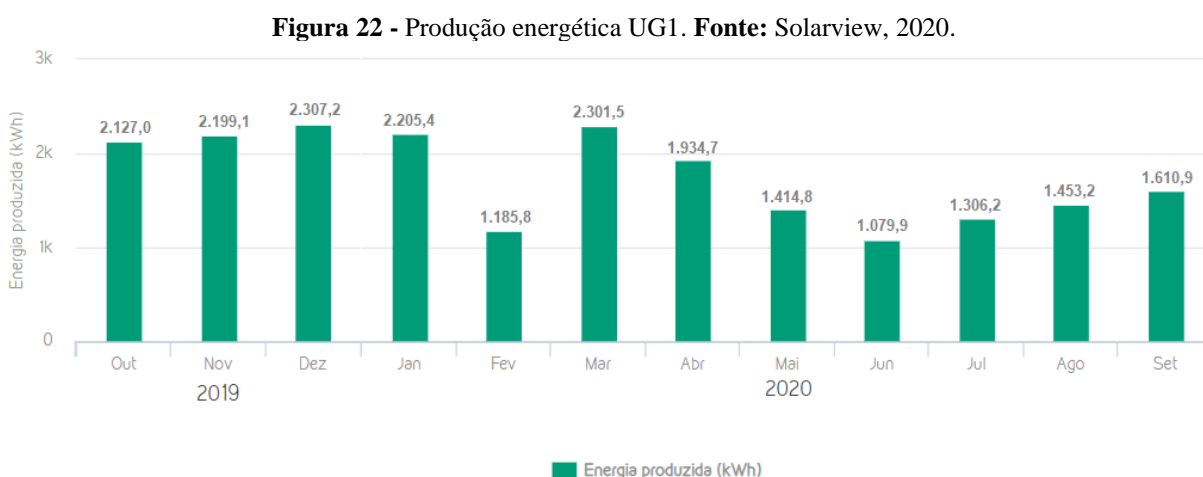
5. RESULTADOS E DISCUSSÕES

A seguir estão descritos os resultados de geração elétrica, economia (bem como previsão para os próximos anos) e impactos ambientais para as Unidades Geradoras 1, 2 e 3.

5.1 AVALIAÇÃO DA UNIDADE GERADORA 1

5.1.1 Avaliação de geração energética da UG1

A Figura 22 indica a energia produzida pelo sistema fotovoltaico com 16,08 kWp entre os meses de outubro de 2019 e setembro de 2020.



Como se pode observar na figura 22, dezembro/2019 e março/2020 foram os meses com maior produção energética, com 2.307,2 kWh e 2.301,5 kWh respectivamente. Como esta unidade geradora está situada na cidade de Santa Tereza do Oeste, a previsão seria que os meses de maior geração fossem novembro e dezembro, que são os meses com maior irradiação solar. No entanto, devem ser considerados fatores externos como sombreamento provocado por aves ou detritos, o que interfere diretamente na eficiência dos módulos fotovoltaicos. O mês de fevereiro, que também é um mês com alta irradiação solar, teve baixa geração energética. A geração de fevereiro foi afetada em quase 50%, devido a uma falha em um dos componentes do sistema fotovoltaico. Segundo a empresa responsável pela instalação, um dos disjuntores apresentou falha e entrou em curto circuito, o que afetou metade dos módulos fotovoltaicos e, conseqüentemente, da produção energética até que a manutenção fosse realizada.

A energia total produzida no período avaliado nesta unidade geradora foi de 21.125,7 kWh. Como o consumo médio do ano base foi de 23.754 kWh, a geração apresentou um déficit de 12% com relação ao previsto. Caso o mês de fevereiro tivesse produção plena, sem falhas no sistema, o déficit seria de aproximadamente 6% que é um valor bastante satisfatório, De acordo com a literatura, um sistema FV se mostra eficiente quando apresenta média de 95% de eficiência de acordo com o projeto. Este sistema apresentou média de 94% de eficiência, já que o sistema foi dimensionado para que não houvesse excessos.

5.1.2 Avaliação de economia em R\$ da UG1

A Tabela 5 apresenta a economia mensal da Unidade Geradora 1.

Tabela 5 - Economia em R\$ da UG1

Economia mensal Unidade Geradora 1	
Mês	Economia (R\$)
Outubro/2019	1.700,41
Novembro/2019	1.753,96
Dezembro/2019	1.844,43
Janeiro/2020	1.762,14
Fevereiro/2020	948,63
Março/2020	1.837,55
Abril/2020	1.542,15
Maio/2020	1.130,22
Junho/2020	863,92
Julho/2020	1040,65
Agosto/2020	1161,28
Setembro/2020	1279,97
Total	16.865,31

Fonte: Solarview, 2020

A economia total gerada no período avaliado na UG 1 foi de R\$ 16.864,41, como previsto pelos índices de geração em kWh, os meses com maior e menor economia no período foram dezembro e junho, respectivamente. No mês de fevereiro, houve uma queda imprevista na economia em R\$, devida a falha de geração descrita na avaliação da UG 1.

5.1.3 Estimativa de economia da UG 1

Como descrito na REVISÃO BIBLIOGRÁFICA, o tempo de vida útil médio para um sistema fotovoltaico, garantindo a eficiência dos equipamentos, é de 25 anos. O Quadro 7, apresenta a economia gerada na UG 1 para o período dos próximos 25 anos, a partir da instalação.

Quadro 7- Estimativa de economia em 25 anos.

Economia da Unidade Geradora 1					
	Ano 1	Ano 2	Ano 3	Ano 4	Ano 5
Investimentos	-R\$ 57.599,99	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00
Custos operação	-R\$ 1.152,00	-R\$ 1.255,68	-R\$ 1.368,69	-R\$ 1.491,87	-R\$ 1.626,14
Economia energia	R\$ 16.992,00	R\$ 19.299,34	R\$ 21.036,28	R\$ 22.929,55	R\$ 24.993,21
Fluxo anual	-R\$ 41.759,99	R\$ 18.043,66	R\$ 19.667,59	R\$ 21.437,67	R\$ 23.367,06
Fluxo acumulado	-R\$ 41.759,99	-R\$ 23.716,33	-R\$ 4.048,74	R\$ 17.388,93	R\$ 40.755,99
	Ano 6	Ano 7	Ano 8	Ano 9	Ano 10
Investimentos	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00
Custos operação	-R\$ 1.772,49	-R\$ 1.932,02	-R\$ 2.105,90	-R\$ 2.295,43	-R\$ 2.502,02
Economia energia	R\$ 27.242,59	R\$ 29.694,43	R\$ 32.366,93	R\$ 35.279,95	R\$ 38.455,14
Fluxo anual	R\$ 25.470,10	R\$ 27.762,41	R\$ 30.261,03	R\$ 32.984,52	R\$ 35.953,12
Fluxo acumulado	R\$ 66.226,09	R\$ 93.988,50	R\$ 124.249,53	R\$ 157.234,04	R\$ 193.187,17
	Ano 11	Ano 12	Ano 13	Ano 14	Ano 15
Investimentos	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00
Custos operação	-R\$ 2.727,20	-R\$ 2.972,65	-R\$ 3.240,19	-R\$ 3.531,81	-R\$ 3.849,67
Economia energia	R\$ 41.916,11	R\$ 45.688,56	R\$ 49.800,53	R\$ 54.282,57	R\$ 59.168,01
Fluxo anual	R\$ 39.188,91	R\$ 42.715,91	R\$ 46.560,34	R\$ 50.750,77	R\$ 55.318,34
Fluxo acumulado	R\$ 232.376,07	R\$ 275.091,98	R\$ 321.652,32	R\$ 372.403,09	R\$ 427.721,42
	Ano 16	Ano 17	Ano 18	Ano 19	Ano 20
Investimentos	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00
Custos operação	-R\$ 4.196,14	-R\$ 4.573,79	-R\$ 4.985,43	-R\$ 5.434,12	-R\$ 5.923,19
Economia energia	R\$ 64.493,13	R\$ 70.297,51	R\$ 76.624,28	R\$ 83.520,47	R\$ 91.037,31
Fluxo anual	R\$ 60.296,99	R\$ 65.723,72	R\$ 71.638,85	R\$ 78.086,35	R\$ 85.114,12
Fluxo acumulado	R\$ 488.018,41	R\$ 553.742,13	R\$ 625.380,98	R\$ 703.467,33	R\$ 788.581,45
	Ano 21	Ano 22	Ano 23	Ano 24	Ano 25
Investimentos	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00
Custos operação	-R\$ 6.456,28	-R\$ 7.037,35	-R\$ 7.670,71	-R\$ 8.361,07	-R\$ 9.113,57
Economia energia	R\$ 99.230,67	R\$ 108.161,43	R\$ 117.895,96	R\$ 128.506,60	R\$ 140.072,19
Fluxo anual	R\$ 92.774,39	R\$ 101.124,09	R\$ 110.225,25	R\$ 120.145,53	R\$ 130.958,62
Fluxo acumulado	R\$ 881.355,84	R\$ 982.479,93	R\$ 1.092.705,18	R\$ 1.212.850,70	R\$ 1.343.809,33

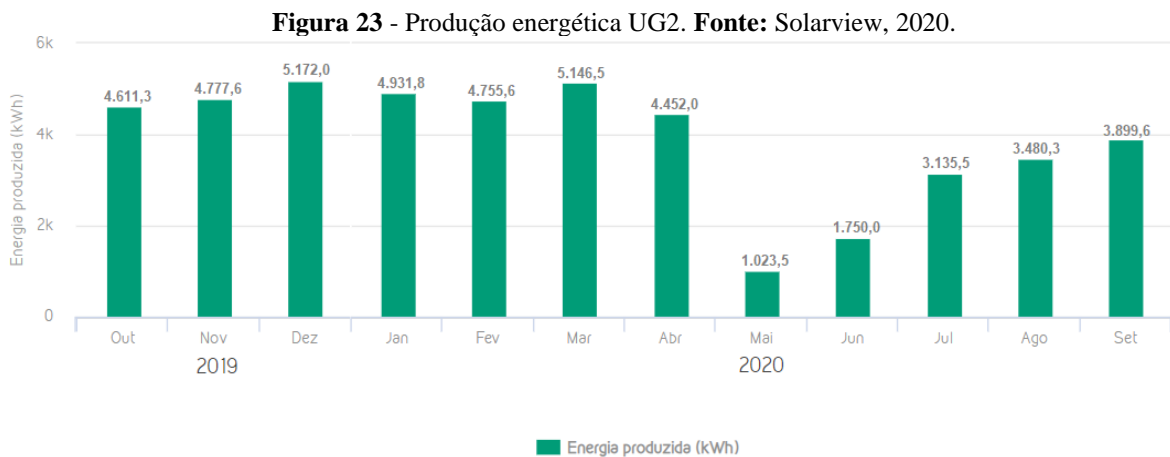
A previsão do Quadro 7 leva em conta o investimento inicial pago pelo contratante do sistema instalado. O investimento inicial foi de R\$ 57.599,99. A economia prevista para esta UG é de R\$ 1.343.809,33. Para esta previsão, levou-se em consideração a evolução dos custos de energia, com o aumento tarifário de 9% ao ano (ANEEL, 2020).

De acordo com o previsto no Quadro 7 para primeiro ano deste sistema FV, a economia seria de R\$ 16.992,00. Na prática a economia foi de R\$ 16.865,31, ou seja, um valor muito próximo ao previsto.

5.2 AVALIAÇÃO DA UNIDADE GERADORA 2

5.2.1 Avaliação de geração energética da UG2

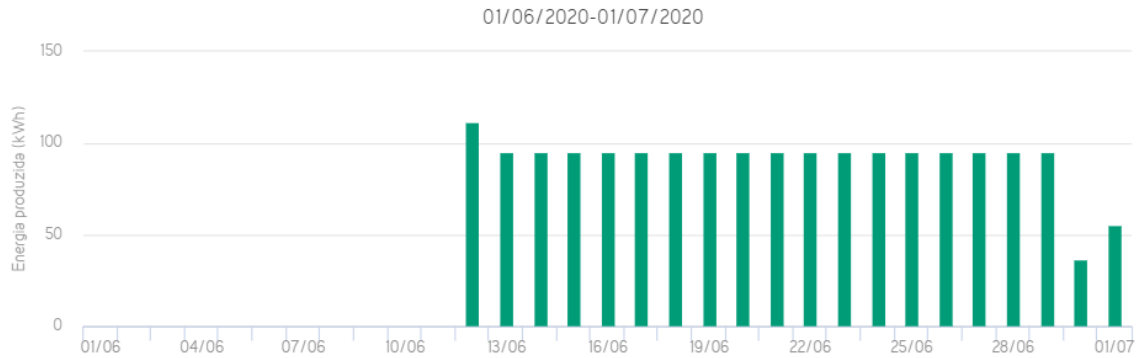
A Figura 23 indica a energia produzida pelo sistema fotovoltaico com 34,5 kWp entre os meses de outubro de 2019 e setembro de 2020.



A Figura 23, obtida no Solarview, demonstra que dezembro e março tiveram maior produção energética, ou seja, houve repetição de comportamento com relação à UG 1. Os meses com menor geração elétrica foram maio e junho. Ao analisar esta queda brusca no Solarview, observou-se que entre 09/05/2020 e 11/06/2020 não houve geração fotovoltaica neste sistema, como pode ser visto abaixo nas figuras 24 e 25.

Figura 24 - Energia produzida na UG2 em maio/2020. Fonte: Solarview, 2020.



Figura 25 - Energia produzida na UG2 em junho/2020. **Fonte:** Solarview, 2020.

A causa da queda de geração é atribuída à mudança de posição do inversor, o qual foi desativado durante 42 dias para que fosse realizada uma reforma no local. A energia total produzida no período avaliado nesta unidade geradora foi de 47.135,7 kWh. O consumo médio do ano base foi de 43.537 kWh, portanto o sistema FV desta UG mostrou-se superdimensionado, já que mesmo com 42 dias sem produção, houve 8% de excesso de produção energética. Este fato pode estar relacionado ao alto FDI deste sistema, que foi de 0,96.

Como descrito na Revisão Bibliográfica, energia elétrica excedente pode ser consumida em até 60 meses, então neste caso, a empresa tem margem para aumentar seu consumo instalando equipamentos adicionais para utilizar toda a energia produzida, ou até mesmo cadastrar outra UC para fazer o abatimento da energia excedida. Caso nos meses de maio e junho a produção energética fosse plena, sem intervenções, a produção estimada total deste ano avaliado seria de aproximadamente 50.450,75 kWh, 16% a mais do que o previsto.

5.2.2 Avaliação de economia em R\$ da UG2

A Tabela 6 apresenta a economia mensal da Unidade Geradora 2.

Tabela 6 - Economia em R\$ da UG2

Economia mensal Unidade Geradora 2	
Mês	Economia (R\$)
Outubro/2019	3.625,18
Novembro/2019	3.753,54
Dezembro/2019	4.064,77
Janeiro/2020	3.879,30
Fevereiro/2020	3.738,19
Março/2020	4.039,26
Abril/2020	3.503,45
Mai/2020	805,25
Junho/2020	1.372,74
Julho/2020	2.457,89
Agosto/2020	2.731,01
Setembro/2020	3.062,60
Total	37.033,18

Fonte: Solarview, 2020

A economia total gerada no período avaliado na UG 2 foi de R\$ 37.033,18, como previsto pelos índices de geração em kWh, os meses com maior e menor economia no período foram dezembro e maio, respectivamente. Nos meses de maio e junho a economia foi abaixo do previsto devido ao evento de falta de geração entre estes meses.

5.2.3 Estimativa de economia da UG 2

Conforme abordado na REVISÃO BIBLIOGRÁFICA, o tempo médio de vida útil de um sistema FV é de aproximadamente 25 anos. O Quadro 8, apresenta a economia gerada na UG 2 para o período dos próximos 25 anos, a partir da data de instalação.

Quadro 8– Estimativa de economia em 25 anos da UG2.

Economia da Unidade Geradora 2					
	Ano 1	Ano 2	Ano 3	Ano 4	Ano 5
Investimentos	-R\$ 120.153,70	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00
Custos operação	-R\$ 2.403,07	-R\$ 2.619,35	-R\$ 2.855,09	-R\$ 3.112,05	-R\$ 3.392,14
Economia energia	R\$ 35.445,34	R\$ 40.258,46	R\$ 43.881,73	R\$ 47.831,08	R\$ 52.135,88
Fluxo anual	-R\$ 87.111,43	R\$ 37.639,11	R\$ 41.026,63	R\$ 44.719,03	R\$ 48.743,74
Fluxo acumulado	-R\$ 87.111,43	-R\$ 49.472,32	-R\$ 8.445,68	R\$ 36.273,35	R\$ 85.017,09
	Ano 6	Ano 7	Ano 8	Ano 9	Ano 10
Investimentos	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00
Custos operação	-R\$ 3.697,43	-R\$ 4.030,20	-R\$ 4.392,91	-R\$ 4.788,28	-R\$ 5.219,22
Economia energia	R\$ 56.828,11	R\$ 61.942,64	R\$ 67.517,48	R\$ 73.594,05	R\$ 80.217,51
Fluxo anual	R\$ 53.130,68	R\$ 57.912,44	R\$ 63.124,56	R\$ 68.805,77	R\$ 74.998,29
Fluxo acumulado	R\$ 138.147,77	R\$ 196.060,21	R\$ 259.184,77	R\$ 327.990,55	R\$ 402.988,84
	Ano 11	Ano 12	Ano 13	Ano 14	Ano 15
Investimentos	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00
Custos operação	-R\$ 5.688,95	-R\$ 6.200,96	-R\$ 6.759,04	-R\$ 7.367,36	-R\$ 8.030,42
Economia energia	R\$ 87.437,09	R\$ 95.306,43	R\$ 103.884,00	R\$ 113.233,57	R\$ 123.424,59
Fluxo anual	R\$ 81.748,14	R\$ 89.105,47	R\$ 97.124,96	R\$ 105.866,21	R\$ 115.394,17
Fluxo acumulado	R\$ 484.736,98	R\$ 573.842,45	R\$ 670.967,41	R\$ 776.833,62	R\$ 892.227,79
	Ano 16	Ano 17	Ano 18	Ano 19	Ano 20
Investimentos	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00
Custos operação	-R\$ 8.753,15	-R\$ 9.540,94	-R\$ 10.399,62	-R\$ 11.335,59	-R\$ 12.355,79
Economia energia	R\$ 134.532,80	R\$ 146.640,75	R\$ 159.838,42	R\$ 174.223,88	R\$ 189.904,02
Fluxo anual	R\$ 125.779,64	R\$ 137.099,81	R\$ 149.438,79	R\$ 162.888,29	R\$ 177.548,23
Fluxo acumulado	R\$ 1.018.007,43	R\$ 1.155.107,24	R\$ 1.304.546,04	R\$ 1.467.434,33	R\$ 1.644.982,56
	Ano 21	Ano 22	Ano 23	Ano 24	Ano 25
Investimentos	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00
Custos operação	-R\$ 13.467,81	-R\$ 14.679,92	-R\$ 16.001,11	-R\$ 17.441,21	-R\$ 19.010,92
Economia energia	R\$ 206.995,39	R\$ 225.624,97	R\$ 245.931,22	R\$ 268.065,03	R\$ 292.190,88
Fluxo anual	R\$ 193.527,57	R\$ 210.945,05	R\$ 229.930,11	R\$ 250.623,82	R\$ 273.179,96
Fluxo acumulado	R\$ 1.838.510,13	R\$ 2.049.455,19	R\$ 2.279.385,29	R\$ 2.530.009,11	R\$ 2.803.189,08

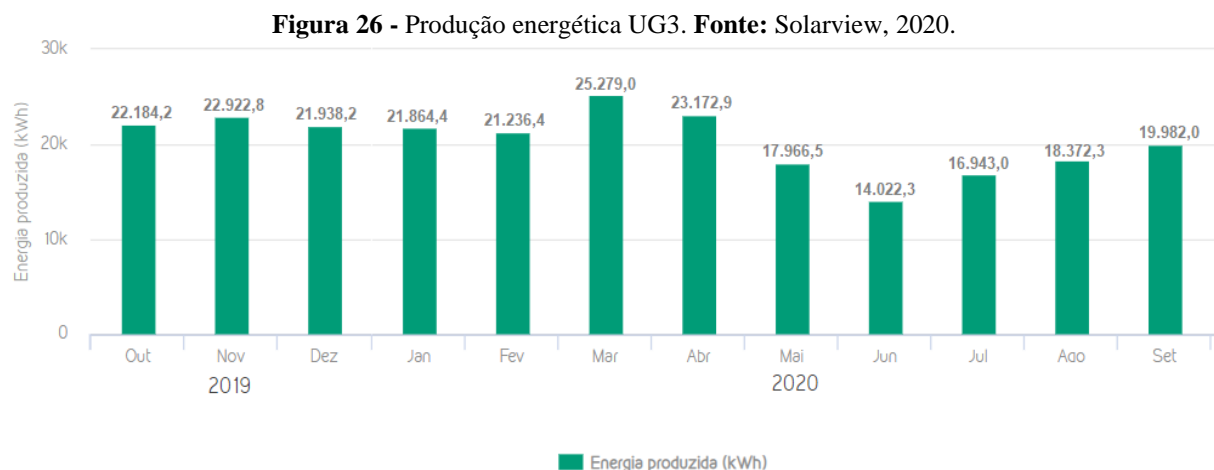
A previsão do Quadro 8 inclui o investimento inicial pago pelo contratante do sistema instalado que foi de R\$ 120.153,70. A economia prevista para esta UG é de R\$ 2.803.189,08, considerando o aumento tarifário de 9% ao ano.

De acordo com o previsto para primeiro ano deste sistema FV, a economia seria de R\$ 35.445,34. Na prática a economia foi de R\$ 37.033,18, ou seja, uma economia maior do que a prevista.

5.3 AVALIAÇÃO DA UNIDADE GERADORA 3

5.3.1 Avaliação de geração energética da UG3

A Figura 26 indica a energia produzida pelo sistema fotovoltaico com 164,22 kWp entre os meses de outubro de 2019 e setembro de 2020.



De acordo com a Figura 26, os meses de março/2020 e abril/2020 foram os de maior geração energética, ou seja, a geração de energia nesta UG não seguiu o padrão de maior geração nos meses de maior incidência solar, segundo Cresesb (2020). Já o mês de junho foi o mês com menor geração, nesta UG, seguindo o padrão dos índices de irradiação solar (que são menores no mês de junho). Este sistema FV não apresentou falhas ou interrupções na geração de energia durante o período avaliado. A energia total produzida no período avaliado nesta unidade geradora foi de 245.884. O consumo médio do ano base foi de 242.452,98 kWh, portanto esta UG apresentou dimensionamento correto, com excedente de apenas 1,4% de energia elétrica. A produção energética mostrou-se satisfatória de acordo com o consumo.

5.3.2 Avaliação de economia em R\$ da UG3

A Tabela 7 apresenta a economia mensal da Unidade Geradora 3.

Tabela 7 - Economia em R\$ da UG3

Economia mensal Unidade Geradora 3	
Mês	Economia (R\$)
Outubro/2019	11.520,13
Novembro/2019	11.898,44
Dezembro/2019	11.394,48
Janeiro/2020	11.354,71
Fevereiro/2020	11.033,22
Março/2020	13.127,39
Abril/2020	12.032,26
Mai/2020	9.331,94
Junho/2020	7.276,15
Julho/2020	8.801,57
Agosto/2020	9.543,40
Setembro/2020	10.380,53
Total	127.694,22

Fonte: Solarview, 2020

A economia total gerada no período avaliado na UG3 foi de R\$ 125.384,22, como previsto pelos índices de geração em kWh, os meses com maior e menor economia no período foram março e junho, respectivamente.

5.3.3 Estimativa de economia da UG 3

O Quadro 9, apresenta a economia gerada na UG 3 para o período dos próximos 25 anos, a partir da data de instalação.

Quadro 9 – Estimativa de economia em 25 anos da UG3

Economia da Unidade Geradora 3					
	Ano 1	Ano 2	Ano 3	Ano 4	Ano 5
Investimentos	-R\$ 568.422,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00
Custos operação	-R\$ 11.368,44	-R\$ 12.391,60	-R\$ 13.506,84	-R\$ 14.722,46	-R\$ 16.047,48
Economia energia	R\$ 127.684,49	R\$ 190.454,37	R\$ 207.595,26	R\$ 226.278,83	R\$ 246.643,93
Fluxo anual	-R\$ 412.105,95	R\$ 178.062,77	R\$ 194.088,42	R\$ 211.556,37	R\$ 230.596,45
Fluxo acumulado	-R\$ 412.105,95	-R\$ 234.043,18	-R\$ 39.954,77	R\$ 171.601,61	R\$ 402.198,05
	Ano 6	Ano 7	Ano 8	Ano 9	Ano 10
Investimentos	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00
Custos operação	-R\$ 17.491,75	-R\$ 19.066,01	-R\$ 20.781,95	-R\$ 22.652,33	-R\$ 24.691,04
Economia energia	R\$ 268.841,88	R\$ 293.037,65	R\$ 319.411,04	R\$ 348.158,03	R\$ 379.492,26
Fluxo anual	R\$ 251.350,13	R\$ 273.971,64	R\$ 298.629,09	R\$ 325.505,70	R\$ 354.801,22
Fluxo acumulado	R\$ 653.548,18	R\$ 927.519,82	R\$ 1.226.148,91	R\$ 1.551.654,61	R\$ 1.906.455,83
	Ano 11	Ano 12	Ano 13	Ano 14	Ano 15
Investimentos	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00
Custos operação	-R\$ 26.913,23	-R\$ 29.335,42	-R\$ 31.975,61	-R\$ 34.853,42	-R\$ 37.990,22
Economia energia	R\$ 413.646,56	R\$ 450.874,75	R\$ 491.453,48	R\$ 535.684,29	R\$ 583.895,88
Fluxo anual	R\$ 386.733,33	R\$ 421.539,33	R\$ 459.477,87	R\$ 500.830,87	R\$ 545.905,65
Fluxo acumulado	R\$ 2.293.189,16	R\$ 2.714.728,49	R\$ 3.174.206,35	R\$ 3.675.037,23	R\$ 4.220.942,88
	Ano 16	Ano 17	Ano 18	Ano 19	Ano 20
Investimentos	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00
Custos operação	-R\$ 41.409,34	-R\$ 45.136,18	-R\$ 49.198,44	-R\$ 53.626,30	-R\$ 58.452,67
Economia energia	R\$ 636.446,51	R\$ 693.726,69	R\$ 756.162,09	R\$ 824.216,68	R\$ 898.396,18
Fluxo anual	R\$ 595.037,16	R\$ 648.590,51	R\$ 706.963,65	R\$ 770.590,38	R\$ 839.943,52
Fluxo acumulado	R\$ 4.815.980,04	R\$ 5.464.570,55	R\$ 6.171.534,20	R\$ 6.942.124,58	R\$ 7.782.068,10
	Ano 21	Ano 22	Ano 23	Ano 24	Ano 25
Investimentos	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00
Custos operação	-R\$ 63.713,41	-R\$ 69.447,61	-R\$ 75.697,90	-R\$ 82.510,71	-R\$ 89.936,67
Economia energia	R\$ 979.251,84	R\$ 1.067.384,50	R\$ 1.163.449,11	R\$ 1.268.159,53	R\$ 1.382.293,89
Fluxo anual	R\$ 915.538,43	R\$ 997.936,89	R\$ 1.087.751,21	R\$ 1.185.648,82	R\$ 1.292.357,21
Fluxo acumulado	R\$ 8.697.606,53	R\$ 9.695.543,42	R\$ 10.783.294,61	R\$ 11.968.943,45	R\$ 13.261.300,66

A previsão do Quadro 9, inclui o investimento inicial pago pelo contratante do sistema instalado que foi de R\$ 568.422,00. A economia prevista para esta UG é de R\$ 13.261.300,66, considerando o aumento tarifário de 9% ao ano (ANEEL, 2020).

De acordo com o previsto para primeiro ano deste sistema FV, a economia seria de R\$ 127.684,49. Na prática a economia foi de R\$ 127.694,22, ou seja, o valor real foi muito próximo do previsto em simulação.

Esta Unidade Geradora, dentre as três avaliadas foi a que obteve resultados mais satisfatórios e próximos aos estimados.

5.4 AVALIAÇÃO DO IMPACTO AMBIENTAL DAS UNIDADES GERADORAS

A avaliação do carbono evitado e das árvores cultivadas feita pelo software Solarview® é feita de maneira geral, ou seja, desde a instalação da UG. Como as 3 unidades geradoras foram instaladas em períodos diferentes, os valores do carbono evitado e de árvores cultivadas obtidos não são proporcionais ao período estabelecido na metodologia (dados obtidos em 14/11/2020). A Tabela 8 mostra a avaliação de impacto ambiental para as 3UGs.

Tabela 8 - Impacto ambiental dos sistemas FV

Avaliação de impacto ambiental		
UG	CO₂ (Ton)	Árvores cultivadas
Unidade Geradora 1	3,94	16
Unidade Geradora 2	7,48	30
Unidade Geradora 3	34,18	138
Total	45,6	184

Fonte: Solarview, 2020

O quantitativo de CO₂ evitado a partir da instalação das três UGs demonstra a viabilidade ambiental deste tipo de sistema, pois, ainda que pouco (comparado à valores emitidos por cidades inteiras), os GEE evitados diminuem a contribuição para o efeito estufa e consequentemente contribuem para a disponibilidade de O₂ no futuro. A popularização desta tecnologia traz benefícios imediatos e a longo prazo para a sociedade de forma geral.

6. CONSIDERAÇÕES FINAIS

Foram avaliadas as faturas de três unidades consumidoras a fim de comprovar a viabilidade da instalação de sistemas FVs nas mesmas, tendo como requisito principal geração energética elétrica suficiente para suprir o consumo de um ano.

Foi demonstrado o dimensionamento efetuado nos sistemas FVs instalados nas UCs, de acordo com a literatura.

Os sistemas FVs foram instalados, tornando-se Unidades Geradoras de energia elétrica e a viabilidade técnica, econômica e ambiental pôde ser avaliada e comprovada de forma individual.

A UG1, embora tenha gerado energia em menor quantidade do que o estimado, apresentou resultados satisfatórios, esperados na literatura e próximo aos limites de eficiência de 5%, levando em consideração que teve falha em um dos componentes em um curto período de tempo.

A UG2 produziu energia anual acima do estimado, mesmo com 42 dias sem geração energética. Este fator pode estar relacionado ao FDI estabelecido para este sistema, que diferente das outras UGs avaliadas neste trabalho, cujas estavam na faixa de 0,7, estava na faixa de 0,9. Portanto é seguro concluir que é possível dimensionar um sistema FV com valores mínimos de FDI, previstos na literatura, para se obter geração energética adequada ao consumo.

A UG3 não apresentou falhas na geração energética e correspondeu com os valores de geração de energia e economia simulados antes da instalação, ou seja, no momento do dimensionamento do sistema FV.

Valores consideráveis de economia financeira, foram obtidos nas três UGs, os quais chegaram muito próximos aos valores simulados para o primeiro ano. Isto indica que a economia prevista para 25 anos (tempo de vida útil dos sistemas FVs), pode ser alcançada, gerando notável lucro. A UG3, apresentou a melhor relação custo x benefício dentre as três UGs, pois não apresentou falhas dentro do período avaliado e correspondeu com os valores previstos tanto em energia elétrica (kWh) quanto financeiramente, excedendo apenas 1,4% da geração esperada no dimensionamento.

Com relação aos impactos ambientais das UGs, pode-se concluir que o CO₂ evitado através da implantação dos três sistemas FVs é um resultado de extrema importância, e que a popularização deste tipo de tecnologia traz benefícios de diversos patamares, em todos os níveis da sociedade.

7. REFERÊNCIAS

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA - ABSOLAR. **INFOGRÁFICO ABSOLAR**. 2020. Disponível em: [http://www.absolar.org.br/noticia/noticias-externas/energia-solar-ultrapassa-6-gw-de-capacidade-instalada-no-brasil.html#:~:text=O%20Brasil%20acaba%20de%20ultrapassar,Energia%20Solar%20Fotovoltaica%20\(ABSOLAR\)](http://www.absolar.org.br/noticia/noticias-externas/energia-solar-ultrapassa-6-gw-de-capacidade-instalada-no-brasil.html#:~:text=O%20Brasil%20acaba%20de%20ultrapassar,Energia%20Solar%20Fotovoltaica%20(ABSOLAR).). Acesso em: 18 out. 2020.

AELENEI, Daniel; LOPES, Rui Amaral; AELENEI, Laura; GONÇALVES, Helder. Investigating the potential for energy flexibility in an office building with a vertical BIPV and a PV roof system. **Renewable Energy**, [S.L.], v. 137, p. 189-197, jul. 2019. Elsevier BV. <http://dx.doi.org/10.1016/j.renene.2018.07.140>.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL. **Cadernos temáticos ANEEL. Micro e Minigeração distribuída. Sistema de Compensação de Energia Elétrica**. Brasília: ANEEL, 2016.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL. **Resolução Normativa Nº 482**. Brasília, 17 abr. 2012.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL. **Resolução Normativa Nº 687**. Brasília, 24 nov. 2015.

ALI, Mohammed Moanes E.; SALIH, Sameer K. A Visual Basic-based Tool for Design of Stand-alone Solar Power Systems. **Energy Procedia**, [S.L.], v. 36, p. 1255-1264, 2013. Elsevier BV. <http://dx.doi.org/10.1016/j.egypro.2013.07.142>.

AMARAL, Ricardo César do. **IMPACTO TÉCNICO E ECONÔMICO DA ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA EM PRÉDIOS PÚBLICOS ATRAVÉS DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA**. 2016. 179 f. Dissertação (Mestrado) - Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Santa Maria, Santa Maria, 2016.

ANZALCHI, Arash; SARWAT, Arif. Overview of technical specifications for grid-connected photovoltaic systems. **Energy Conversion and Management**, [S.L.], v. 152, p. 312-327, nov. 2017. Elsevier BV. <http://dx.doi.org/10.1016/j.enconman.2017.09.049>.

ARAUJO, Mayara Moreno Vasconcelos; PINTO, Karina de Jesus; MENDES, Flávio de Oliveira. A Usina de Belo Monte e os impactos nas terras indígenas. **Planeta Amazônia: Revista Internacional de Direito Ambiental e Políticas Públicas**, Macapá, p. 43-51, 10 fev. 2015.

ASTE, N.; DEL PERO, C.; LEONFORTE, F. PV technologies performance comparison in temperate climates. **Solar Energy**, v. 109, p. 1-10, 2014. ISSN 0038092X.

AYADI, Osama; AL-ASSAD, Rami; ASFAR, Jamil Al. Techno-economic assessment of a grid connected photovoltaic system for the University of Jordan. **Sustainable Cities and Society**, [S.L.], v. 39, p. 93-98, maio 2018. Elsevier BV. <http://dx.doi.org/10.1016/j.scs.2018.02.011>.

AZIZ, Nur Izzati Abdul; SULAIMAN, Shahril Irwan; SHAARI, Sulaiman; MUSIRIN, Ismail; SOPIAN, Kamaruzzaman. Optimal sizing of stand-alone photovoltaic system by minimizing the loss of power supply probability. **Solar Energy**, [S.L.], v. 150, p. 220-228, jul. 2017. Elsevier BV. <http://dx.doi.org/10.1016/j.solener.2017.04.021>

BECKER, Bertha, EGLER, Cláudio A. G. **Brasil: uma potência regional na economia mundo**. 2ª ed. Rio de Janeiro: Bertrand Brasil, 1994.

BNEF, 2018. **Clear Energy Investment Trends 2017**. Disponível em: < <https://data.bloomberglp.com/bnef/sites/14/2018/01/BNEF-Clean-Energy-InvestmentInvestment-Trends2017.pdf?elqTrackId=2e6e6b2aa1f946bca67cd74d9e20babb&elq=e127cb71783d4a818c06f279910f3ded&elqaid=10316&elqat=1&elqCampaignId=>> Acesso em: 17 out. 2020.

BERMANN, Célio. Impasses e controvérsias da hidreletricidade. **Estudos Avançados**, [S.L.], v. 21, n. 59, p. 139-153, abr. 2007. FapUNIFESP (SciELO). <http://dx.doi.org/10.1590/s0103-40142007000100011>.

BORTOLETO, Elaine Mundim. **Efeitos de Grandes Projetos no Desenvolvimento Econômico e Social: O Complexo Hidrelétrico de Urubupungá em Andradina - SP**. In: IX ENCONTRO NACIONAL DA ANPUR. 2001, Rio de Janeiro. Anais. Ética, Planejamento e Construção Democrática do Espaço. V. 1. Rio de Janeiro: ANPUR/ IPPUR/UFRJ, Maio de 2001, p. 317-325.

BRANCO, Catullo. **Energia Elétrica e capital estrangeiro no Brasil**. São Paulo: Omega, 1975.

BURSZTYN, Marcel. **A difícil sustentabilidade: política energética e conflitos ambientais**. Rio de Janeiro: Terra Mater, 2001

CARVALHO, André Luiz Costa de. **Metodologia para análise, caracterização e simulação de células fotovoltaicas**. 2014. 100 f. Dissertação (Mestrado) - Programa de Pós Graduação em Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Minas Gerais, Belo Horizonte, 2014.

CRESESB. **Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos**. Rio de Janeiro: Cepel, 2014.

DANTAS, Stefano Giacomazzi; POMPERMAYER, Fabiano Mezadre. **VIABILIDADE ECONÔMICA DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS NO BRASIL E POSSÍVEIS EFEITOS NO SETOR ELÉTRICO: texto para discussão**. Rio de Janeiro: Ipea, 2018.

DONDARIYA, Chandrakant; PORWAL, Deepak; AWASTHI, Anshul; SHUKLA, AkashKumar; SUDHAKAR, K.; S.R., MuraliManohar; BHIMTE, Amit. Performancesimulationof grid-connectedrooftop solar PV system for smallhouseholds: a case studyofujjain, india. **Energy Reports**, [S.L.], v. 4, p. 546-553, nov. 2018. Elsevier BV. <http://dx.doi.org/10.1016/j.egy.2018.08.002>.

EPE. **Expansão da Geração**. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/areas-de-atuacao/energia-eletrica/expansao-da-geracao>. Acesso em: 20 abr. 2020.

FERREIRA, Dallyla Tais AssunçãoMilhomem; MARQUES, Elineide Eugênio; BUENAFUENTE, Sandra Maria Franco; SOUZA, Lucas Barbosa e; GRISON, Marcelo da Gama; LIMA, Adila Maria Taveira de. Perdas simbólicas e os atingidos por barragens: o caso da usina hidrelétrica de estreito, brasil. **Desenvolvimento e Meio Ambiente**, Curitiba, v. 30, p. 73-87, 21 jul. 2014. Universidade Federal do Parana. <http://dx.doi.org/10.5380/dma.v30i0.34187>.

FIGUEIREDO, Julia Soares. **POLÍTICA EXTERNA BRASILEIRA PARA O MEIO AMBIENTE E O DESENVOLVIMENTO SUSTENTÁVEL: o posicionamento brasileiro durante as conferências ambientais da Onu**. 2019. 58 f. Dissertação (Mestrado) - Programa de

Pós-Graduação em Relações Internacionais, Universidade Federal do Tocantins, Porto Nacional, 2019.

GOHN, Maria da Glória. Movimentos sociais na contemporaneidade. **Revista Brasileira de Educação**, [S.L.], v. 16, n. 47, p. 333-361, ago. 2011. FapUNIFESP (SciELO). <http://dx.doi.org/10.1590/s1413-24782011000200005>.

GOMES, Elisa de Podestá. **Potencial de reoperação de usinas hidrelétricas no Brasil e sua viabilização**. 2013. 129 f. Dissertação (Mestrado) – Programa de Pós-Graduação em Planejamento de Sistemas Energéticos, Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 2013

Governo do Brasil. <https://www.gov.br/pt-br/noticias/energia-minerais-e-combustiveis/2020/01/fontes-de-energia-renovaveis-representam-83-da-matriz-eletrica-brasileira>. 2020. Disponível em: <https://www.gov.br/pt-br/noticias/energia-minerais-e-combustiveis/2020/01/fontes-de-energia-renovaveis-representam-83-da-matriz-eletrica-brasileira>. Acesso em: 05 mai. 2020.

GREEN, M. A. General Temperature Dependence of Solar Cells. Performance and Implications for Device Modelling. **Progress in Photovoltaics: Research and Applications**, v. 11, 2003.

GREEN, M. A.; EMERY, K.; HISHIKAWA, Y.; WARTA, W.; DUNLOP, E. D. Solar cell efficiency tables (Version 45). **Progress in Photovoltaics: Research and Applications**, v. 23, n. 1, p. 1-9, 2015. ISSN 10627995.

GTES. **Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos**. DTE, CEPTEL, CRESESB; Rio de Janeiro, Março de 2014.

HIGGINS, Tiffany. Belo Monte boondoggle: Brazil's biggest, costliest dam may be unviable. **Mongabay: News & inspiration from nature's frontline**. Menlo Park, p. 4-5. jan. 2020. Disponível em: <https://news.mongabay.com/2020/01/belo-monte-boondoggle-brazils-biggest-costliest-dam-may-be-unviable/>. Acesso em: 12 out. 2020.

IEA, International Energy Agency. **Technology Roadmap, Solar Photovoltaic Energy**. Paris, 2019. Disponível em: https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/TechnologyRoadmapSolarPhotovoltaicEnergy_2019edition.pdf. Acesso em 25 out. 2020.

JONG, Gerardo M. **As grandes obras hidrenergéticas**. Contribuição para a análise de seus efeitos regionais. In SOUZA, M. A. de; SANTOS, M; SCARLATO, F. C. & ARROYO, M. – **O novo mapa do mundo** – natureza e sociedade hoje: uma leitura geográfica. São Paulo: Hucitec/ANPUR, 1993. p. 174 – 81.

KAZEM, Hussein A.; ALBADI, M.H.; AL-WAELI, Ali H.A.; AL-BUSAIDI, Ahmed H.; CHAICHAN, Miqdam T. Techno-economic feasibility analysis of 1 MW photovoltaic grid connected system in Oman. **Case Studies In Thermal Engineering**, [S.L.], v. 10, p. 131-141, set. 2017. Elsevier BV. <http://dx.doi.org/10.1016/j.csite.2017.05.008>.

KEBOUR, Omar; ARAB, Amar Hadj; HAMID, Abdelkader; ABDELADIM, Kamel. Contribution to the analysis of a stand-alone photovoltaic system in a desert environment. **Solar Energy**, [S.L.], v. 151, p. 68-81, jul. 2017. Elsevier BV. <http://dx.doi.org/10.1016/j.solener.2017.05.009>.

KALOGIROU, Soteris A. Photovoltaic Systems. **Solar Energy Engineering**, [S.L.], p. 481-540, 2014. Elsevier. <http://dx.doi.org/10.1016/b978-0-12-397270-5.00009-1>.

LACCHINI, Corrado. **Análise econômica de sistemas fotovoltaicos residenciais no contexto brasileiro, com foco nos indicadores financeiros e nas tarifas locais de energia elétrica**. 2017. 156 f. Tese (Doutorado) - Programa de Pós-Graduação em Engenharia Civil, Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2017.

LI, Jiaming. Optimal sizing of grid-connected photovoltaic battery systems for residential houses in Australia. **Renewable Energy**, [S.L.], v. 136, p. 1245-1254, jun. 2019. Elsevier BV. <http://dx.doi.org/10.1016/j.renene.2018.09.099>.

LIRA, Marcos Antônio Tavares *et al.* Contribuição dos Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede Elétrica para a Redução de CO₂ no Estado do Ceará. **Revista Brasileira de Meteorologia**, Fortaleza, 29 maio 2019.

MAY, N. **Eco-balance of a Solar Electricity Transmission from North Africa to Europe**. 2017. 148 f. Tese (Doutorado) – Technical University of Braunschweig – Faculty for Physics and Geological Sciences. Braunschweig, Alemanha, 2015.

MENDES, Isabel Maia. **Dimensionamento de um Sistema de Energia Fotovoltaica para Autoconsumo**. 2019. 129 f. Dissertação (Mestrado) - Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica, Instituto Superior de Engenharia do Porto, Porto, 2019.

MENDES, Noeli Aparecida Serafim. **As usinas hidrelétricas e seus impactos: os aspectos socioambientais e econômicos do Reassentamento Rural de Rosana - Euclides da Cunha Paulista**. 2005. 222 p. Dissertação (Mestrado) - UNIVERSIDADE ESTADUAL PAULISTA, Presidente Prudente, 2005.

MINTS, Paula. **SPV Market Research**. 2016. Disponível em: <http://www.spvmarketresearch.com/services.html>. Acesso em: 27 set. 2020.

MOREIRA JÚNIOR, Orlando; SOUZA, Celso Correia de. Aproveitamento fotovoltaico, análise comparativa entre Brasil e Alemanha. **Interações (Campo Grande)**, Campo Grande, v. 21, n. 2, p. 7-14, 06 jul. 2018.

MÜLLER, Arnaldo Carlos. **Hidrelétricas, meio ambiente e desenvolvimento**. São Paulo: Makron Books, 1995.

PAIVA, Mayara Luiza. **AVALIAÇÃO DA APLICABILIDADE DE UM SISTEMA FOTOVOLTAICO CONECTADO À REDE EM UMA GRANJA DE AVES NO ESTADO DO MATO GROSSO E SEUS IMPACTOS AMBIENTAIS**. 2018. 85 f. Dissertação (Mestrado) - Programa de Pós Graduação em Ciência e Tecnologia Ambiental, Universidade Tecnológica Federal do Paraná, Curitiba, 2018.

PEREIRA, Enio, B. et.al. **Atlas brasileiro de energia solar**. Instituto nacional de pesquisas espaciais, 2.ed- São José dos Campos – SP, 2017.

PHILIPPS, S.; WARMUTH, W. **PhotovoltaicsReport, updated: August 2015**. FraunhoferInstitute for Solar Energy Systems ISE. 2015.

PINHO, João Tavares; GALDINO, Marco Antonio. **Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos**. Rio de Janeiro: Cepel / Cresesb, 2014. Disponível em: <http://www.cresesb.cepel.br/publicacoes/download/Manual_de_Engenharia_FV_2014.pdf>. Acesso em: 13 out. 2020.

PINTO, A.; ZILLES, R.; ALMEIDA, M. EFICIÊNCIA BRASILEIRA DE INVERSORES PARA SISTEMAS FOTOVOLTAICOS CONECTADOS À REDE. **Avances En Energías Renovables y Medio Ambiente**, Buenos Aires, v. 15, n. 1, p. 4-15, set. 2016.

RAUSCHENBACH, H. S. **Solar Cell Array Design Handbook: The Principles and Technology of Photovoltaic Energy Conversion**. Springer, 2012. ISBN 9789401179157.

RÜTHER, Ricardo. **Edifícios solares fotovoltaicos: o potencial da geração solar fotovoltaica integrada a edificações urbanas e interligada à rede elétrica pública no Brasil**. LABSOLAR – Florianópolis, 2004. 114 p.

ROSA, L. Pinguelli et. al. **Impactos de Grandes Projetos Hidrelétricos e nucleares**. Aspectos Econômicos, Tecnológicos, Sociais e Ambientais. São Paulo: Marco Zero, 1988.

SANCHES, Celso Berton. **Fontes de Energia: solar**. Solar. 2015. UNESP. Disponível em: <https://www.feis.unesp.br/index.php/webmail#!/departamentos/engenharia-eletrica/pesquisas-e-projetos/eco2/fontes-de-energia/solar/>. Acesso em: 20 set. 2020.

SANTIAGO, João Vitor Assad. **O mercado emergente de energia solar fotovoltaica no Brasil entre 2012 e 2018: avanços, desafios e perspectivas**. 2019. 123 f. Tese (Doutorado) - Curso de Programa de Pós-Graduação em Administração de Organizações, Universidade de São Paulo, Ribeirão Preto, 2019.

SANTOS, Vera Lúcia dos. Impactos sociais de grandes projetos hidrelétricos. **Caderno de Geografia**. Belo Horizonte, V.12, n.19, p.35-48, 2º Semestre, 2002.

SEVÁ FILHO, A. OSVALDO. Intervenções e armadilhas de grande porte: um roteiro internacional dos dólares e seus argumentos, e dos seus prejuízos dos cidadãos nas obras hidrelétricas. **Revista Travessia - Barragens**. São Paulo. Publicação do CEM, Ano II, v. 2 n. 6, p. 05-11, jan/abril de 1990.

SHOCKLEY, W.; QUEISSER, H. J. Detailed Balance Limit of Efficiency of p-n Junction Solar Cells. **Journal of Applied Physics**, v. 32, n. 3, p. 510, 1961. ISSN 00218979.

SILVA, R. M. **Energia Solar no Brasil: dos incentivos aos desafios**. Núcleo de Estudos e Pesquisas da Consultoria Legislativa – Textos para Discussão 166 – SENADO FEDERAL, Fevereiro de 2015.

SIN – Sistema Interligado Nacional – **Operador Nacional de Sistema Elétrico**. Disponível em: <http://ons.org.br/paginas/sobre-o-sin/o-que-e-o-sin>. Acesso em: 28 out. 2020

SOLARGIS. **Online Data and tools for solar energy projects**. Disponível em: <http://solargis.info/> Acesso em: 23 de Março de 2020.

SOLARVIEW. **Equivalências de economia: sustentabilidade**. Disponível em: <https://my.solarview.com.br/base-conhecimento/equivalencias-de-economia-sustentabilidade/>. Acesso em: 14 nov. 2020.

VAINER, C. B. População, meio ambiente e conflito social na construção de hidrelétricas. In: MARTINE, G. (org.). **População, meio ambiente e desenvolvimento: verdades e contradições**. Campinas: UNICAMP, 1993. p.183- 207.

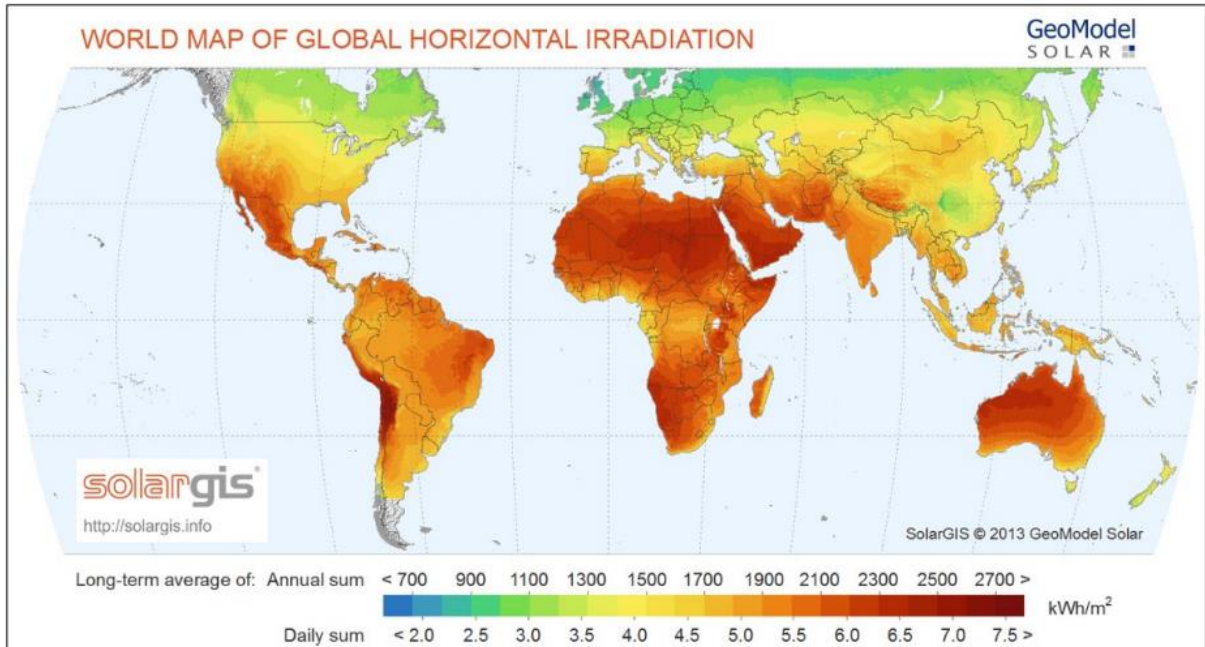
VIOLA, E. j., LEIS, R (orgs). **Meio ambiente, desenvolvimento e cidadania: desafios para as ciências sociais**. São Paulo: Cortez, 1995.

WEHR, G. **Desenvolvimento e comparação de células solares n+pn+ e n+pp+ em silício multicristalino**. 2011. 211 f. Tese (Doutorado) - Programa de Pós Graduação em Engenharia e Tecnologia de Materiais, Pontífica Universidade Católica do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2011.

ZOMER, C. D. **Megawatt Solar: Geração Solar Fotovoltaica Integrada A Uma Edificação Inserida Em Meio Urbano E Conectada À Rede Elétrica. Estudo De Caso: Edifício Sede Da Eletrosul**. Tese de Dissertação de Mestrado. PPGEC/UFSC Universidade Federal de Santa Catarina; Florianópolis, Maio de 2010. [177 p.]

Anexo I – Irradiação Solar Global

Figura 27 - Irradiação Global em Nível Mapa Mundi. **Fonte:** SolarGIS (2015).



Anexo II – Dados técnicos inversor SIW500H - ST012

Inversor String SIW500H - ST012

Especificações técnicas	SIW500H - ST012
Eficiência	
Eficiência máxima	98,5%
Entrada	
Tensão de entrada máxima	1.080 V
Corrente máxima por MPPT	22 A
Faixa de tensão MPPT em máxima potência	160 V ~ 950V
Número máximo de entradas	4
Número de rastreadores MPPT	2
Saída	
Potência ativa CA nominal	12.000W
Tensão de saída nominal (F/N/FF)	220 V (F-N) / 380 V (F-F), 230 V / 400 V, 3F+N+PE
Frequência de rede CA nominal	50 Hz / 60 Hz
Corrente de saída máxima	22 A
Fator de potência ajustável	0,8 LG ... 0,8 LD
Distorção harmónica total máxima	<3%
Proteção	
Seccionadora lado de entrada	Sim
Proteção anti-Ilhamento	Sim
Proteção contra polaridade CC invertida	Sim
Monitoramento de falha de string no arranjo PV	Sim
Supressor de surto CC	Sim
Supressor de surto CA	Sim
Monitoramento da isolação	Sim
Deteção de corrente de fuga	Sim
Comunicação	
RS485	Sim
USB	Sim
Geral	
Dimensões (L x A x P)	525 x 470 x 262 mm
Peso	25 kg
Faixa de temperatura de operação	-25 °C ~ 60 °C
Grau de proteção	IP65
Consumo interno noturno	<1W
Topologia	Sem transformador



Anexo III - Dados técnicos inversor SIW500H - ST033

Inversor String SIW500H - ST036

Especificações técnicas	SIW500H - ST036
Eficiência	
Eficiência máxima	98,8%
Entrada	
Tensão de entrada máxima	1.100V
Corrente máxima por MPPT	22 A
Faixa de tensão MPPT em máxima potência	480V – 850 V @ 380 V ca / 400 V ca 580 V – 850 V @ 480 V ca
Número máxima de entradas	8
Número de rastreadores MPPT	4
Saída	
Potência ativa CA nominal	36.000 W
Tensão de saída nominal (FV/F)	220V (F-N) / 380 V (F-F), 230 V / 400 V, 3F+N+PE; 3F+PE opcional nas configurações
Frequência de rede CA nominal	60 Hz
Corrente de saída máxima (@380 V)	60,8 A / 57,8 A / 48,2 A
Fator de potência ajustável	0,8 LG ... 0,8 LD
Distorção harmónica total máxima	<3%
Proteção	
Seccionadora no lado de entrada	Sim
Proteção anti-ilhamento	Sim
Proteção contra polaridade CC invertida	Sim
Monitoramento de falha de string no arranjo PV	Sim
Supressor de surto CC	Tipo II
Supressor de surto CA	Tipo II
Monitoramento da isolação	Sim
Deteção de corrente de fuga	Sim
Comunicação	
USB	Sim
Bluetooth + app	Sim - Opcional
RS485	Sim
Power Line Communication (PLC)	Sim - Opcional
Geral	
Dimensões (L x A x P)	930 x 550 x 260 mm
Peso	55 kg
Faixa de temperatura de operação	-25 °C – 60 °C
Grau de proteção	IP65
Consumo interno noturno	<1 W
Topologia	Sem transformador



Anexo IV - Dados técnicos inversor SIW500H – ST060

Inversor String SIW500H - ST060

Especificações técnicas	SIW500H - ST060
Eficiência	
Eficiência máxima	98,7%
Eficiência europeia	98,5%
Entrada	
Tensão de entrada máxima	1.100 V
Corrente máxima por MPPT	22 A
Corrente de curto-circuito máxima por MPPT	30 V
Tensão de partida	200 V
Faixa de tensão de operação do MPPT	200V – 1.000 V
Tensão de entrada nominal	600 V
Número máximo de entradas	12
Número de MPPTs	6
Saída	
Potência ativa nominal CA	60.000 W
Potência aparente CA máxima	66.000 VA
Potência ativa CA máxima (cosφ=1)	66.000 W
Tensão de saída nominal	220 V / 380 V, 230 V / 400 V, padrão 3 W+N+PE, 3W+PE opcional nos ajustes
Corrente nominal de saída	91,2 A @ 380 V ca, 86,7 A @ 400V ca
Frequência de rede CA nominal	50 Hz / 60 Hz
Corrente de saída máxima	100 A a 380 V ca, 95,3 A a 400V ca
Fator de potência ajustável	0,8 LG ... 0,8 LD
Distorção harmónica total máxima	≤3%
Proteção	
Seccionadora no lado de entrada	Sim
Proteção anti-filamento	Sim
Proteção contra polaridade CC invertida	Sim
Monitoramento de falha de string no arranjo PV	Sim
Supressor de surto CC	Tipo II
Supressor de surto CA	Tipo II
Deteção de isolamento	Sim
Unidade de monitoramento de correntes residuais	Sim
Comunicação	
Display	Indicadores LED, Bluetooth + app
RS485	Sim
USB	Sim
PLC	Sim
Geral	
Dimensões (L x A x P)	1.075 x 555 x 300 mm
Peso (com placa de montagem)	73 kg
Faixa de temperatura de operação	-25 °C – 60 °C
Resfriamento	Convecção natural
Altitude máxima de operação	4.000 m
Umidade relativa	0 – 100%
Conector CC	Amphend helios H4
Conector CA	Terminal PG à prova d'água + conector OT
Grau de proteção	IP65
Topologia	Sem transformador

