

INSTITUTO FEDERAL
GOIANO
Câmpus Rio Verde

BACHARELADO EM ENGENHARIA AMBIENTAL

ESTUDO COMPARATIVO DA ENERGIA FOTOVOLTAICA
APLICADA NA AGRICULTURA

FABIANA STFANY FERREIRA DOS SANTOS

RIO VERDE-GO
2021

**INSTITUTO FEDERAL DE EDUCAÇÃO, CIÊNCIA E
TECNOLOGIA GOIANO – CAMPUS RIO VERDE BACHARELADO
EM ENGENHARIA AMBIENTAL**

**ESTUDO COMPARATIVO DA ENERGIA FOTOVOLTAICA
APLICADA NA AGRICULTURA**

FABIANA STFANY FERREIRA DOS SANTOS

Trabalho de curso apresentado ao Instituto Federal
Goiano – Câmpus Rio Verde, como requisito
parcial para a obtenção do Grau de Bacharel em
Engenharia Ambiental.

Orientado: Prof. Dr. João Areis Ferreira Barbosa Júnior

Sistema desenvolvido pelo ICMC/USP

Dados Internacionais de Catalogação na Publicação (CIP)

Sistema Integrado de Bibliotecas - Instituto Federal Goiano

SSA237
e

Santos, Fabiana Stfany Ferreira dos Santos
ESTUDO COMPARATIVO DA ENERGIA
FOTOVOLTAICA APLICADA NA AGRICULTURA /
Fabiana Stfany Ferreira dos Santos Santos;
orientador João Areis Ferreira Barbosa
Júnior. -- Rio Verde, 2021.
74 p.

TCC (Graduação em Engenharia Ambiental) -
Instituto Federal Goiano, Campus Rio Verde,
2021.

1. Energia limpa. 2. Energia solar. 3.
Módulos fotovoltaicos. I. Ferreira Barbosa
Júnior, João Areis , orient. II. Título.

Responsável: Johnathan Pereira Alves Diniz - Bibliotecário-Documentalista CRB-1 nº2376



INSTITUTO FEDERAL
Goiano

Repositório Institucional do IF Goiano - RIIF Goiano
Sistema Integrado de Bibliotecas

TERMO DE CIÊNCIA E DE AUTORIZAÇÃO PARA DISPONIBILIZAR PRODUÇÕES TÉCNICO-CIENTÍFICAS NO REPOSITÓRIO INSTITUCIONAL DO IF GOIANO

Com base no disposto na Lei Federal nº 9.610/98, AUTORIZO o Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia Goiano, a disponibilizar gratuitamente o documento no Repositório Institucional do IF Goiano (RIIF Goiano), sem ressarcimento de direitos autorais, conforme permissão assinada abaixo, em formato digital para fins de leitura, download e impressão, a título de divulgação da produção técnico-científica no IF Goiano.

Identificação da Produção Técnico-Científica

- | | |
|--|---|
| ☐ Tese | ☐ Artigo Científico |
| ☐ Dissertação | ☐ Capítulo de Livro |
| ☐ Monografia – Especialização | ☐ Livro |
| ☒ TCC - Graduação | ☐ Trabalho Apresentado em Evento |
| ☐ Produto Técnico e Educacional - Tipo: _____ | |

Nome Completo do Autor: Fabiana Stfany Ferreira dos Santos

Matrícula: 2015102200740245

Título do Trabalho: ESTUDO COMPARATIVO DA ENERGIA FOTOVOLTAICA APLICADA NA AGRICULTURA

Restrições de Acesso ao Documento

Documento confidencial: ☒ Não ☐ Sim, justifique: _____

Informe a data que poderá ser disponibilizado no RIIF Goiano: 02/06/2021

O documento está sujeito a registro de patente? ☐ Sim ☒ Não

O documento pode vir a ser publicado como livro? ☐ Sim ☒ Não

DECLARAÇÃO DE DISTRIBUIÇÃO NÃO-EXCLUSIVA

O/A referido/a autor/a declara que:

1. o documento é seu trabalho original, detém os direitos autorais da produção técnico-científica e não infringe os direitos de qualquer outra pessoa ou entidade;
2. obteve autorização de quaisquer materiais inclusos no documento do qual não detém os direitos de autor/a, para conceder ao Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia Goiano os direitos requeridos e que este material cujos direitos autorais são de terceiros, estão claramente identificados e reconhecidos no texto ou conteúdo do documento entregue;
3. cumpriu quaisquer obrigações exigidas por contrato ou acordo, caso o documento entregue seja baseado em trabalho financiado ou apoiado por outra instituição que não o Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia Goiano.

Rio Verde - GO, 01/06/2021.

Assinatura do Autor e/ou Detentor dos Direitos Autorais

Ciente e de acordo:

Assinado de forma digital por João

Areis Ferreira Barbosa Júnior

Dados: 2021.06.01 12:00:04 -03'00'

Assinatura do(a) orientador(a)



SERVIÇO PÚBLICO FEDERAL
MINISTÉRIO DA EDUCAÇÃO
SECRETARIA DE EDUCAÇÃO PROFISSIONAL E TECNOLÓGICA
INSTITUTO FEDERAL DE EDUCAÇÃO, CIÊNCIA E TECNOLOGIA GOIANO

Ata nº 76/2021 - GGRAD-RV/DE-RV/CMPRV/IFGOIANO

ATA DE DEFESA DE TRABALHO DE CURSO

No dia 26 de maio de 2021, às 14:00 horas, reuniu-se a banca examinadora composta pelos docentes: João Areis Ferreira Barbosa Júnior (orientador), Wilker Alves Moraes (membro), Lucas Peres Angelini (membro), para examinar o Trabalho de Curso intitulado "ESTUDO COMPARATIVO DA ENERGIA FOTOVOLTAICA APLICADA NA AGRICULTURA" da estudante Fabiana Stfany Ferreira dos Santos, Matrícula nº 2015102200740245 do Curso de Engenharia Ambiental do IF Goiano - Campus Rio Verde. A palavra foi concedida a estudante para a apresentação oral do TC, houve arguição da candidata pelos membros da banca examinadora. Após tal etapa, a banca examinadora decidiu pela APROVAÇÃO da estudante. Ao final da sessão pública de defesa foi lavrada a presente ata que segue assinada pelos membros da Banca Examinadora.

(Assinado Eletronicamente)

João Areis Ferreira Barbosa Júnior (IF Goiano Campus Rio Verde)
Orientador

(Assinado Eletronicamente)

Wilker Alves Moraes (IF Goiano Campus Rio Verde)
Membro

(Assinado Eletronicamente)

Lucas Peres Angelini (IF Goiano Campus Rio Verde)
Membro

Documento assinado eletronicamente por:

- Lucas Peres Angelini, PROFESSOR ENS BASICO TECN TECNOLÓGICO, em 26/05/2021 19:16:30.
- Wilker Alves Moraes, 2017102320140165 - Discente, em 26/05/2021 16:42:43.
- Joao Areis Ferreira Barbosa Junior, PROFESSOR ENS BASICO TECN TECNOLÓGICO, em 26/05/2021 16:09:12.

Este documento foi emitido pelo SUAP em 13/05/2021. Para comprovar sua autenticidade, faça a leitura do QRCode ao lado ou acesse <https://suap.ifgoiano.edu.br/autenticar-documento/> e forneça os dados abaixo:

Código Verificador: 267995

Código de Autenticação: 3ebb06e5f9



A Deus,

Aos meus pais, Elisângela Ferreira da Silva Leão e Weiler Leão Ferreira de Souza.

Aos meus bisavós Odete Leão Guimarães, Sebastião Ferreira Guimarães (inmemoria).

AGRADECIMENTOS

Agradeço a Deus, pois, estive comigo todos os momentos da minha vida.

À minha família, em especial minha mãe, meu padrasto e minha irmã, sem o incentivo constante meus caminhos poderiam ser diferentes, a força me faltou em algum momento e vocês me deram mais para continuar.

Aos meus bisavós, Odete e Sebastião, não mais presentes em terra, porém, jamais saíram dos meus pensamentos. Sem vocês não haveria um começo.

As minhas amigas e companheiras Isabella e Leodina, foram vocês que estiveram comigo todos os dias do início ao fim, impossível imaginar fazer tudo de novo sem vocês.

Ao companheiro que escolhi para a vida, Guilherme, por todas as vezes que segurou na minha mão e não me deixou cair.

Aos meus colegas de sala e laboratório, Gioavani, Rhayne, Plablio, Mateus, Marcos Vinicius, Talles e outros que por diversas vezes me ajudaram de diferentes maneiras.

As minhas amigas as quais dividi casa Danielle e Jhessika me ensinaram lições únicas.

Aos amigos e familiares que de alguma forma contribuíram para minha formação, alguns deles: Avó Marcia, Vanderleia, Bianka, Leidiana, Thalia, Hygor, Karol, Sergio, Juliana, Tawane, Amilton.

À minha família do Havaí Stefania, Rayane e Matheus por tornar tudo tão mais fácil, pelo ombro pra chorar, por cada riso, descoberta, por momentos inesquecíveis que somente memórias podem retratar e nunca poderão ser contadas na mesma intensidade.

Aos meus amigos de intercambio, Aline, Beth, Neure, Lily, Leilyn, Oscar, Kazuki, Amanda.

Ao meu professor e orientador de trabalho de conclusão João Areis.

À todos que de alguma forma contribuíram positivamente para meu crescimento.

O único lugar onde o sucesso vem antes do trabalho
é no dicionário.

RESUMO

SANTOS, Fabiana Stfany Ferreira dos. **Estudo comparativo da energia fotovoltaica aplicada na agricultura**. 2021. 74p. Monografia (Curso Bacharelado em Engenharia Ambiental). Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia Goiano – Campus Rio Verde, Rio Verde – GO, 2021. Atualmente o uso de energia renovável, passou de novidade para necessidade. Pesquisadores tem buscado incansavelmente métodos que além de não afetar o meio ambiente e as gerações futuras, visão o bem-estar do ser humano. O objetivo do estudo foi avaliar a utilização de placas solares associadas com bombas de água para irrigação de casas de vegetação na cidade de Kamuela – HI e Rio Verde – GO. O sistema fotovoltaico da fazenda foi implementado no software System Advisor Model– SAM, o qual recebeu os dados reais da fazenda, desde a quantidade de módulos e inversores até a marca e modelo dos mesmos. Repetiu-se o estudo avaliando o desempenho se o sistema fotovoltaico fosse instalado em Rio Verde-GO, para efeito de comparação. Os valores de produção de energia anual foram de 48.608 kWh e 45.893 kWh para Kamuela e Rio Verde respectivamente. O fator de capacidade foi de 12,4% para Kamuela e 11,3% para Rio Verde. A produtividade YIELD e a performance ratio foram de 1.083 kWh/kW e 50% para Kamuela e 993 kWh/kW e 48% para Rio Verde respectivamente. Mediante os dados resultantes da modelagem realizada no presente estudo, foi possível verificar um melhor desempenho dos painéis fotovoltaicos para a cidade de Kamuela (HI), quando comparado a cidade de Rio Verde (GO), mesmo que as diferenças sejam relativamente baixas. Os resultados demonstram que a região em que esta localizada a cidade de Rio Verde (GO), apresenta características climáticas favoráveis a implantação de sistemas fotovoltaicos.

Palavras Chave: Energia solar, Energia limpa, Módulos Fotovoltaicos, Produção de energia.

ABSTRACT

SANTOS, Fabiana Stfany Ferreira dos. **Comparative study of photovoltaic energy applied in agriculture.** 2021.74p. Monograph (Bachelor Degree in Environmental Engineering). Federal Institute of Education, Science and Technology of Goiás - Rio Verde Campus, Rio Verde - GO, 2021. Currently the use of renewable energy has gone from novelty to need. Researchers have been tirelessly looking for methods that, in addition to not affecting the environment and future generations, view the well-being of human beings. The objective of the study was to evaluate the use of solar panels associated with water pumps for irrigation of greenhouses in the city of Kamuela - HI and Rio Verde - GO. The farm's photovoltaic system was implemented in the System Advisor Model– SAM software, which received the actual farm data, from the number of modules and inverters to their brand and model. The study was repeated evaluating the performance if the photovoltaic system was installed in Rio Verde-GO, for comparison purposes. The annual energy production values were 48,608 kWh and 45,893 kWh for Kamuela and Rio Verde respectively. The capacity factor was 12.4% for Kamuela and 11.3% for Rio Verde. YIELD productivity and performance ratio were 1,083 kWh / kW and 50% for Kamuela and 993 kWh / kW and 48% for Rio Verde respectively. Through the data resulting from the modeling carried out in the present study, it was possible to verify a better performance of the photovoltaic panels for the city of Kamuela (HI), when compared to the city of Rio Verde (GO), even though the differences are relatively low. The results show that the region in which the city of Rio Verde (GO) is located, presents favorable climatic characteristics for the implantation of photovoltaic systems.

Keywords: Solar energy, Clean energy, Photovoltaic modules, Energy production.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1- Efeito fotovoltaico em uma célula	6
Figura 2- Componentes de um módulo fotovoltaico típico	6
Figura 3- Módulo fotovoltaico de silício	7
Figura 4- Curvas I-V de duas células fotovoltaicas conectadas (a) em série e (b) em paralelo	8
Figura 5 – Inversor	9
Figura 6 – Fatores que limitam a eficiência de uma célula fotovoltaica.....	11
Figura 7 – Sistema de semi-hidropônicos	13
Figura 8– Localização de Kamuela- HI.....	14
Figura 9 – Índices de Nebulosidade mensal para Kamuela (HI)	15
Figura 10-Médias mensais de irradiação direta	16
Figura 11-Mapa de irradiação global	16
Figura 12– Gráfico da umidade mensal para Kamuela-HI.....	17
Figura 13- Localização de Rio Verde.....	18
Figura 14- Gráfico de nebulosidade mensal.....	18
Figura 15- Médias mensais de irradiação direta	19
Figura 16- Mapa de Irradiação de Goiás com localização de Rio Verde	19
Figura 17- Umidade mensal para Rio Verde	20
Figura 18- Esquematização da pesquisa.....	22
Figura 19-Fazenda vista de cima no Google Maps.....	23
Figura 20- Croqui da rede elétrica.....	24
Figura 21– Croqui das tubulações de irrigação.....	24
Figura 22- Características do painel fotovoltaico do sistema real existente em Kamuela – HI.....	26
Figura 23- Localização do estado de Goiás (Brasil) e de Rio Verde (Goiás).....	26
Figura 24- Localização de Rio Verde-GO via satélite	27
Figura 25-Irradiação e temperatura dos meses do ano para Kamuela (HI).....	31
Figura 26- Irradiação e temperatura dos meses do ano para Rio Verde (GO)	31
Figura 27- Meses com maior irradiância em Kamuela e Rio Verde	32
Figura 28- Irradiância mensal em Kamuela e Rio Verde.....	33
Figura 29- Energia elétrica produzida mensalmente pelos sistemas fotovoltaicos aplicados no software para as cidades Kamuela – HI e Rio Verde – GO –2019.	34
Figura 30- Produção anual de energia prevista durante 25 anos de uso do sistema - 2019	36
Figura 31- Principais perdas do sistema fotovoltaico.....	38

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Países com maior capacidade instalada de Geração de energia limpa fotovoltaica em 2016.....	10
Tabela 2- Principais consumidores de energia da fazenda.....	25
Tabela 3- Dados de entrada do simulador para o sistema real (HI).....	25
Tabela 4- Os dados que sofreram alteração devido a diferença de localização.....	27
Tabela 5 – Métrica para Kamuela (HI).....	40
Tabela 6 – Métrica para Rio Verde (GO).....	40

SUMÁRIO

1.	INTRODUÇÃO	1
2.	OBJETIVO GERAL.....	3
2.1.	Objetivos Específicos	3
3.	REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	4
3.1.	Energia Fotovoltaica	4
3.2.	Energia fotovoltaica e Meio Ambiente	9
3.3.	Estudos de eficiência do sistema fotovoltaico	11
3.4.	Produção de tomate em estufa	12
3.5.	Localização	14
3.6.	Software System Advisor Model.....	20
4.	METODOLOGIA	22
4.1.	Local da pesquisa	22
4.2.	Simulador SAM e a inserção do sistema fotovoltaico do Havaí.....	27
5.	RESULTADOS E DISCUSSÃO.....	30
6	CONCLUSÃO	43
	REFERÊNCIAS	44
	ANEXOS	49

1. INTRODUÇÃO

Atualmente o uso de energia renovável, passou de novidade para necessidade. Pesquisadores tem buscado incansavelmente métodos que além de não afetar o meio ambiente e as gerações futuras, visão o bem-estar do ser humano (ROSA; GOLDBACH, 2014).

Segundo Pereira et al. (2017), baseando-se no histórico de consumo de eletricidade do Brasil, para os próximos 30 anos haverá um crescimento de cerca de 200% na demanda elétrica nacional. Tal informação enfatiza a necessidade de usufruir de fontes de energia que gerem baixo impacto ao meio ambiente.

Diante da grande demanda de energia necessária para suprir todas as necessidades do Brasil, torna-se necessário, a utilização de novas formas de produção energética. Uma das melhores opções tratando-se de energia sustentável, é a utilização de energia solar, uma vez que, tal recurso energético, proporciona vantagens tanto econômicas, com a economia na conta de energia, quanto ambientais reduzindo o número de construções de novas barragens e usinas termelétricas e nucleares, que geram diversos impactos ambientais. Outro fator importante é que a fonte de energia solar é limpa e sustentável não gerando resíduos poluentes ao meio ambiente (SILVA; OMIDO, 2019).

A energia fotovoltaica, ou seja, a energia captada através de painéis solares, é obtida através da transformação da luz solar em eletricidade. O processo ocorre resumidamente, através de células fotovoltaicas presentes nas placas solares, e pode ser considerado como uma inesgotável fonte energética (ALVES; CARVALHO, 2019).

Diante da diversidade e o grande número de recursos naturais presentes no território nacional, proporcionam um cenário favorável para a produção de sistemas fotovoltaicos no mercado interno. O Brasil, além de possuir uma das maiores reservas de quartzo do mundo, destaca-se também por produzir uma grande quantidade de silício metalúrgico. Em meio aos recursos naturais presentes em seu território, o país possui uma das maiores reservas de água doce do mundo, além de reservas de petróleo, gás natural, urânio e carvão o que coloca o Brasil como um produtor em potencial de energia sustentável, nos campos hidrelétricos, solar e eólico (SOLAR ENERGY, 2014).

Nos últimos anos, os sistemas fotovoltaicos vêm ganhando espaço no meio rural, principalmente na agricultura. A busca por uma produção sustentável, tem feito produtores buscar por alternativas de produzir sem agredir o meio ambiente, com isso a energia fotovoltaica tem sido muito utilizada como ferramenta de produção de energia para irrigação de campos agricultáveis (SILVA et al., 2017).

A cidade de Rio Verde – Goiás é considerada uma região de referência na agricultura e também é uma das maiores produtoras de grãos do Brasil, está localizada no sudoeste do estado e é ponto de apoio para diversas cidades vizinhas que da mesma forma a agricultura é base da economia local. Apesar disso, os produtores rurais goianos que dependem da irrigação enfrentam constantes quedas de energia, isso pode ser explicado pelo agravamento da crise hídrica nos últimos anos e pela expansão da atividade segundo (VENANCIO et al., 2015).

Atualmente, a utilização de placas solares vem sendo bastante incentivada e difundida no país, porém, ainda existe uma parte da população que apresenta dúvidas quanto a sua eficiência e viabilidade. Dito isso, é notável a necessidade de estudos que comprovem a eficiência e a economia proporcionada pela utilização de painéis fotovoltaicos (MAGALHÃES et al., 2019). Segundo Mohajeri et al. (2016) e Morganti et al. (2017), existe um grande potencial, quando falamos da utilização de energia solar na malha urbana, com benefícios notórios quanto a economia na conta de luz.

A implantação de sistemas fotovoltaicos no país já está introduzida na realidade do brasileiro, porém há poucos sistemas reais instalados e sujeitos a estudos que visam avaliar o perfil de irradiância, potencial de geração e condições climáticas influentes do local (BLASQUES et al., 2014). Isso enfatiza a necessidade de análises dos perfis de energia solar, para isso o National Renewable Energy Laboratory – NREL dos EUA desenvolveu um software capaz simular dados para toda vida útil do sistema fotovoltaico, denominado System Advisor Model- SAM.

2. OBJETIVO GERAL

O objetivo deste trabalho foi de avaliar o desenvolvimento da energia fotovoltaica quando aplicada em casas de vegetação entre duas cidades, sendo elas Kamuela – HI e Rio Verde – GO, de forma que cada uma das localidades tenha o mesmo sistema fotovoltaico analisado e comparado, mudando apenas as condições meteorológicas e ângulos para avaliação justa.

2.1. Objetivos Específicos

- Apurar os fatores meteorológicos que afetam as localidades sujeitas ao estudo;
- Estudar fatores que possam influenciar nos resultados ao aplicar o sistema real localizado no hemisfério norte para as coordenadas de Rio Verde – GO, de modo a aproximar da realidade do país.
- Compreender o funcionamento do software computacional SAM - System Advisor Model, que é um software gratuito e disponível pelo SWERA- Solar and Wind Energy Resource Assessment e desenvolvido pelo NREL – National Renewable Energy Laboratory para a modelagem dos sistemas fotovoltaicos em ambas as cidades;
- Inserir dados de entrada do sistema fotovoltaico no SAM, tais como marca, modelo e designer do mesmo, os quais visam analisar a eficiência dos painéis solares.

3. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

3.1. Energia Fotovoltaica

A energia fotovoltaica é considerada uma energia renovável, a qual capta os raios solares e transforma em energia, o que a torna sua eficiência dependente do nível de insolação do lugar. A placa solar tem como princípio de funcionamento a absorção parcial dos fótons provenientes da luz que agitam os elétrons no interior do painel, consequentemente é formado uma corrente elétrica. O material dentro placa mais utilizado no mercado é o silício, devido a suas propriedades de semicondutor (PINHO e GALDINO, 2014).

As células de silício são usadas com maior frequência na produção de placas, devido à capacidade do material semicondutor de fazer a transformação de energia solar para elétrica, das quais existem três grupos. Com isso, temos o silício cristalino que é dividido em outros dois grupos, que são: monocristalino e policristalino, ou ainda silício amorfo. (MACHADO e MIRANDA, 2015). O material de silício monocristalino apresenta maior eficiência de mercado quando comparado ao policristalino e amorfo.

Segundo Júnior et al., (2017), o ângulo de inclinação da placa afeta na produção de energia gerada pelo painel solar. Estudos mostram que a produtividade do sistema está em função ao tipo de irradiação que atinge o painel, que varia conforme são conectadas em diferentes latitudes, pois, a irradiação pode ser recebida de forma direta, difusa e albedo. Ou seja, ao regular a inclinação da placa para que os raios solares atinjam em maior parte do dia de forma direta, terá eficiência máxima ao absorver os fótons.

O produto do painel fotovoltaico é a corrente elétrica contínua, com isso, o inversor importante dispositivo no ciclo de transformação de energia, tem um importante papel, que é basicamente transformar a corrente contínua (c.c.) em corrente alternada (c.a.). A corrente alternada que sai do inversor deve conter características similares a sua alimentação final, como amplitude, frequência e conteúdo harmônico (PINHO e GALDINO, 2014).

Atualmente existem duas categorias de sistemas fotovoltaicos, denominados: on-grid (grid-connected) ou o off-grid. Estes são, respetivamente, o sistema ligado à rede de energia comum ou da cidade e o sistema que não compartilha energia com a rede convencional e também armazena toda a energia que sobra (IEA, 2019). O sistema on-grid possui uma comunicação com a rede de energia fornecida pela cidade. Em casos de sobra de energia, ela poder ser vendida, mas em casos de falta, normal em meses do ano de tempo nublado com pouca irradiação solar, o mesmo também pode ser comprado.

3.1.1. Princípio de funcionamento

A captação de luz para transforma em corrente elétrica é possível devido ao efeito fotovoltaico. Esse efeito foi descoberto pelo físico francês Edmond Becquerel em 1839 ao observar o comportamento dos elétrons atingidos pela luz em um material semicondutor. O material com características semicondutoras é essencial para o funcionamento, pois, possuem bandas de condução (banda de valência) e bandas totalmente vazias (*gap* ou banda proibida), ou seja, tem propriedades de um material condutor de energia e de outro que não há condução elétrica. Com isso, fazer esses elétrons se movimentarem em ordem de circuito de um lado negativo a outro positivo provoca uma corrente elétrica, e esses elétrons são ativados justamente pela luz do sol (TOLMASQUIM,2016).

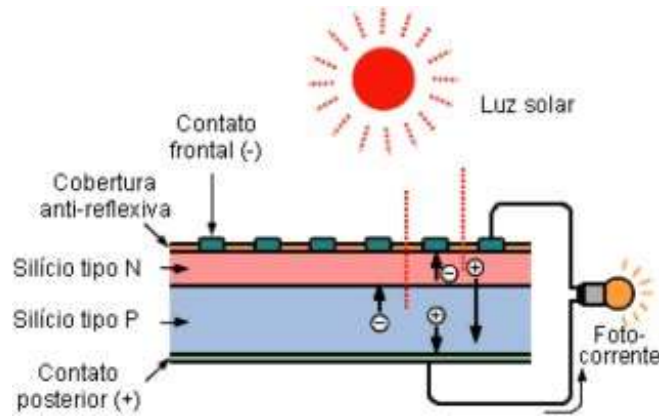
Os semicondutores são elementos que pertencem principalmente à camada 14 a 16 na tabela periódica, como, por exemplo o Carbono (C), Silício (Si), Germânio (Ge), Arsênio (As), Fósforo (P), Selênio (Se) e Telúrio (Te). Estes têm uma banda que é totalmente preenchida com elétrons e a outra a ausência total do mesmo. A parte vazia quando submetida a 0 K pode ficar totalmente sem elétrons, assim, ao submeter o semicondutor a 0 K ele age como isolante. Por outro lado, conforme aumenta a temperatura, causa excitação dos elétrons na banda de condução, consequentemente a movimentação dos elétrons (PINHO e GALDINO, 2014).

De acordo com Carvalho et al., (2014), o silício é o semicondutor mais usado na produção de placas solares, devido ao seu bom desempenho, ele também possui quatro elétrons na sua última camada de valência. Os elétrons são compartilhados por ligações covalentes sem liberdade de movimentação. Em meados de 1883, Charles Fritts construiu as primeiras placas fotovoltaicas que usou o selênio coberto por uma camada bem fina de ouro, assim, formou-se a junção *pn* (*p*=aceita elétrons/positivo e *n*=doador de elétrons/negativo).

A partir da junção *pn* se torna viável fazer que os elétrons percorram um circuito instigado pela luz solar. Como, por exemplo, quando o silício que contém quatro ligações disponíveis é ligado em um átomo como o fósforo que tem cinco elétrons, tratando-se de uma dopagem, que consiste na adição de impurezas químicas a um elemento afim de torna-lo condutor, assim, fazendo a conta fica “sobrando” um elétron que está fracamente ligado ao seu átomo de origem, e com a excitação da luz esse elétron é liberado para a banda de condução, o que torna o fósforo um doador de elétrons representado pelo *n*, por outro lado adicionar um ocupante com três elétrons, como o boro, ao se ligar com o silício ficará “faltando” um elétron para satisfazer a conexão, desse modo, o boro com um “buraco” para completar, faz dele um aceitador de elétrons,

denominado p (TOLMASQUIM,2016).

Figura 1- Efeito fotovoltaico em uma célula

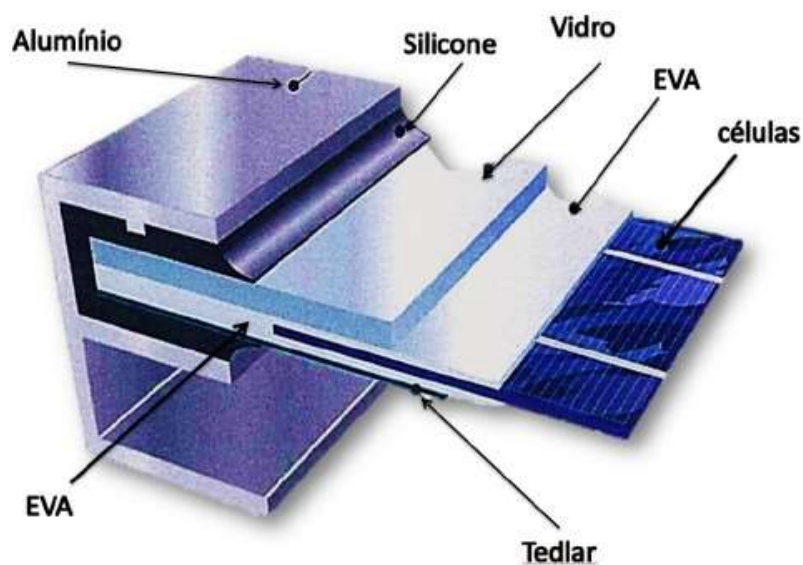


Fonte: TOLMASQUIM (2016)

3.1.2. Módulo fotovoltaico

Conhecer o módulo fotovoltaico é importante para entender o princípio de funcionamento, técnicas e procedimentos para avaliar a qualidade da placa. A parte elétrica do módulo pode ser avaliada através da sua curva corrente versus tensão. A qual mede a capacidade do módulo de produzir energia (FIGUEIREDO, 2018).

Figura 2- Componentes de um módulo fotovoltaico típico



Fonte: BLUESOL (2021)

Segundo Tolmasquim (2016), os conceitos dos componentes:

- **Alumínio:** é a parte externa do módulo que dá sustentação às outras partes, e seu material.
- **Silicone:** é um adesivo usado para unir a moldura e toda parte interna, também tem a função de prevenir gases e umidade, além de proteger as camadas do módulo no interior contra possíveis vibrações e choques.
- **Vidro:** é uma camada rígida que protege contra condutores externos e permite a passagem da luz para parte interna, gerando eletricidade. É um vidro com tecnologia anti-reflexiva, com baixo teor de ferro e superfície texturizada, assim, evita a perda de luz.
- **EVA:** filme que cobre as células com a finalidade de protegê-las da umidade e dos materiais externos, também otimiza a condutividade elétrica.
- **Células:** são as responsáveis pela conversão de energia magnética para energia elétrica.
- **Tedlar:** polímero termoplástico estruturalmente semelhante ao PVC.

A figura 3 apresenta um exemplo de um módulo fotovoltaico de silício:

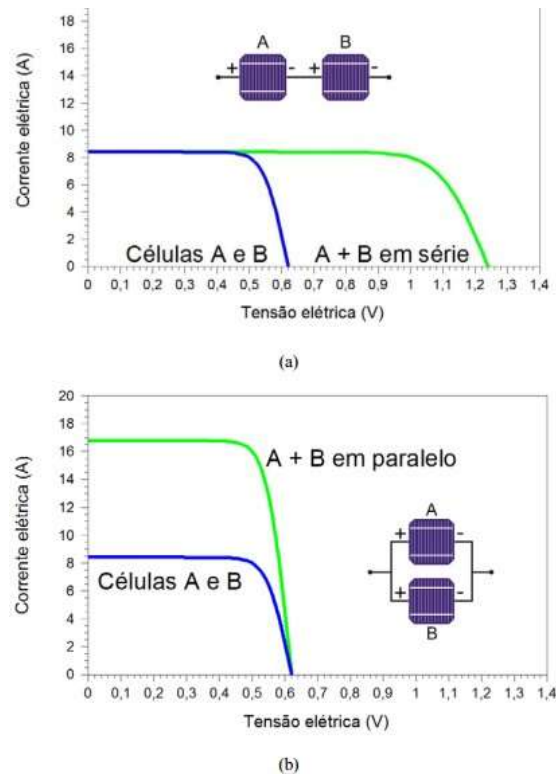
Figura 3- Módulo fotovoltaico de silício



Fonte: MACHADO e MIRANDA (2015)

As células e módulos fotovoltaicos podem ser associadas em série ou em paralelo, dependendo do objetivo que deseja ser alcançado. Na conexão série, o terminal positivo é ligado ao terminal negativo de outro positivo, e assim por diante. Se os dispositivos são submetidos às mesmas condições, isto é, valores de irradiância e tensão, então as correntes elétricas individuais são iguais. Na conexão paralela, os terminais positivos são interligados entre si, ocorrendo da mesma forma com os terminais negativos (PINHO e GALDINO, 2014).

Figura 4- Curvas I-V de duas células fotovoltaicas conectadas (a) em série e (b) em paralelo



Fonte: PINHO e GALDINO (2014)

3.1.3. Inversores

Os inversores são dispositivos eletrônicos de alta eficiência (98%) que distribuem energia elétrica para o sistema, convertendo corrente contínua (c.c.) em corrente alternada (c.a.). Logo, em um sistema fotovoltaico, a corrente contínua produzida pelos módulos fotovoltaicos, ao passar pelo inversor é transformada em corrente alternada, para ser fornecida ao sistema. Há três tipos de classificações para os inversores: inversores centrais, string e microinversores (TOLMASQUIM, 2016; PINHO e GALDINO, 2014).

Inversores Centrais são de grande porte normalmente utilizados em usinas fotovoltaicas para receber corrente contínua de vários módulos. Os string ao contrário do anterior, é um inversor usado em casas e comércios de pequeno porte, recebendo corrente de um grupo de módulos. Diferentemente dos outros tipos de inversores, os microinversores são projetados para serem instalados atrás de cada módulo (TOLMASQUIM, 2016).

Figura 5 – Inversor



Fonte: Imagem da internet (2020)

3.2. Energia fotovoltaica e Meio Ambiente

3.2.1. Energia limpa

A energia limpa ou renovável, pode ser definida como aquela que ao longo do processo de produção ou consumo, apresenta o mínimo ou nulo impacto ao meio ambiente, não interferindo na poluição global (OLIVEIRA et al, 2018).

Para Camiloti e Klein (2020), energia limpa é decorrente de fontes de energia que liberam gases ou resíduos em quantidades muito baixas, ou que não liberam. Fontes de energia renovável, que não emitem substâncias poluentes são, solar, eólica, geotérmica, maremotriz e hidráulica.

De acordo com Dados do instituto americano Pew Environment Group, em 2016, os investimentos para produção de energia limpa foram bem altos, sendo a China a maior investidora, aplicando cerca de U\$\$ 45 bilhões no ano de 2015 na produção de energia limpa no país. O Brasil, ocupa a nona colocação no ranking mundial com capacidade total de 15 GW.

Tabela 1 – Países com maior capacidade instalada de Geração de energia limpa fotovoltaica em 2016.

Ranking em 2016	Países	Capacidade Máxima (GW)
1	China	133 GW
2	Estados Unidos	93 GW
3	Alemanha	61 GW
4	Espanha	32 GW
5	Itália	28 GW
6	Japão	25 GW
7	Índia	22 GW
8	França	18 GW
9	Brasil	15 GW
10	Reino Unido	10,7 GW

Fonte: Oliveira et al., (2018).

Oliveira et al., (2018), afirma a importância de pesquisas na área da produção de energia sustentável, mediante o interesse de diversos países em investir e diversificar sua matriz energética produzindo energia limpa.

3.2.2. Benefícios da utilização de painéis solares na emissão de CO₂

De acordo com o Souza e Corazza (2017), o crescimento intenso nas últimas décadas a partir do uso de combustíveis fósseis, resultou no aumento da emissão de CO₂. Considerando que o CO₂, é o principal elemento danoso em se tratando do meio-ambiente, o aumento da emissão de tal gás, pode causar danos ambientais irreversíveis.

Segundo Martinez et al., (2017), o CO₂, é absorvido pelos oceanos, solos e plantas através de mecanismos que ainda são motivos de pesquisa para a ciência. A grande capacidade de absorção do CO₂ pela natureza, é de cerca de 3 bilhões de toneladas. A gigantesca quantidade de gás que é absorvido, é extremamente nocivo ao meio ambiente, o que levanta a necessidade de criar alternativas sustentáveis para que o uso de combustíveis fósseis seja minimizado e consequentemente reduzir a produção de CO₂.

Motta (2018), em um estudo buscando analisar a viabilidade econômica e de ganhos

ambientais de um sistema de captação de água subterrânea com bombeamento fotovoltaico, concluiu que se o projeto implantado, possuir uma vida útil de cerca de 20 anos, evitaria a emissão de 9,912 tCO₂.

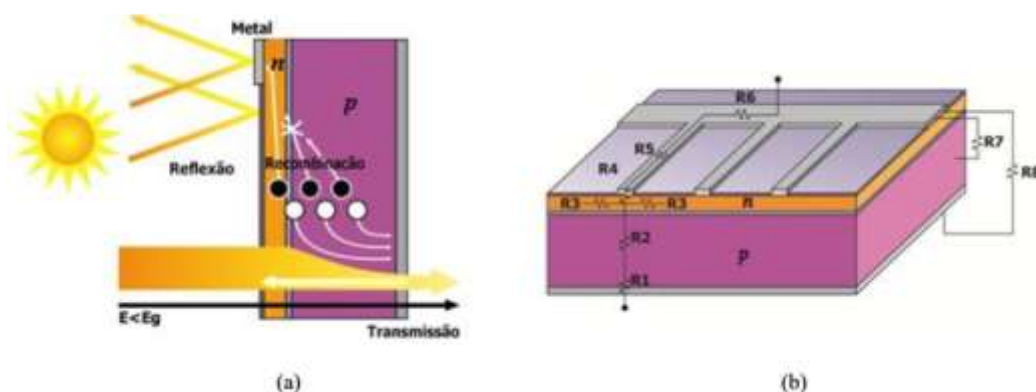
De acordo com o Portal IFRN (2016), o Instituto Federal do Rio Grande do Norte - IFRN de Natal/RN, fez a instalação de 825 painéis solares, estimando a produção mensal de cerca de 26.200kWh, o que supri cerca de 11% do consumo elétrico do campus, como consequência uma economia de R\$ 116,3 mil anual. Tal sistema, além da economia financeira proporcionada ao campus, proporciona um importante benefício ao meio ambiente, pois, deixam de ser emitidas 28 toneladas de CO₂/ano, o que equivale a uma tonelada de metano/ano.

Outro experimento realizado por Fonseca (2016), com objetivo de comprovar a viabilidade econômica da implantação de painéis fotovoltaicos para redução do consumo de energia elétrica no campus central da Universidade Federal do Rio Grande Do Norte, comprovou a viabilidade onde proporcionou ao campus uma economia de R\$ 172,58 por cada MW/h não consumidos, deixando de emitir cerca de 442,1 toneladas de CO₂.

3.3. Estudos de eficiência do sistema fotovoltaico

A eficiência energética segundo Sma (2011), é resultante do rendimento líquido gerado pelo sistema com o rendimento esperado visto nos cálculos. Normalmente para sistemas fotovoltaicos, é dado em porcentagem fornecendo a proporção de energia disponível e o consumo. Definir o termo é muito importante para se tenha noção em questões de avaliação e mensura do potencial energético da fonte e a quantidade de energia que está sendo aproveitada. Contudo, a perda de energia é lembrada quando ocorre a falta da mesma, assim funciona em parâmetros de aproveitamento da água. A perda de aproveitamento de energia é uma área que precisa de investimentos, tecnologia e planejamento para melhorar a eficiência.

Figura 6 – Fatores que limitam a eficiência de uma célula fotovoltaica



Fonte: PINHO e GALDINO (2014).

Na figura 17 (a), o que acontece é basicamente a perda de aproveitamento da energia solar por reflexão, por transmissão que ocorre porque a energia não é forte o suficiente para realizar o *gap*, recombinação de portadores de carga minoritários e sombreamento pela malha metálica frontal. Na figura 17 (b), ocorre perdas por resistência em série, perda nas trilhas metálicas, perdas por resistências em paralelo, e entre os contatos metálicos frontal e traseiro (PINHO e GALDINO, 2014).

A eficiência produzida pelos módulos fotovoltaicos pode ser obtida a partir da relação entre a energia elétrica diária produzida e a energia solar incidente nos planos dos painéis. Outra de avaliar a eficiência da produção de energia é basicamente relacionar a energia elétrica gerada e a potência de pico dos painéis (TORRES et al., 2015). Isto é, o que foi explicado anteriormente, quando se trata de eficiência a placa pode perder do início do processo de captação dos fótons até o final onde há transformação.

Segundo Portal Solar (2021), a eficiência das células fotovoltaicas nas melhores condições possíveis, que contém o melhor material e tecnologia policristalino, apresentam eficiência máxima nas células fotovoltaicas em multijunção de 15% a 18%.

3.4. Produção de tomate em estufa

O tomate faz parte do grupo de hortaliças e é popular no mundo todo. A China lidera o mercado com a maior produção de 50.552.200 toneladas métricas. O aumento da produtividade desse cultivo é notável, sendo possível porque a planta tem dois fatores base para seu desempenho, água e nutrientes, facilmente dominados pelo homem quando cultivado em casas de vegetação (ULLAH et al. 2017).

A plantio de horticultura em estufas é uma tecnologia que aumentou significativamente a qualidade e produtividade de alimentos. A condição ambiental dentro da casa de vegetação, principalmente a temperatura, possibilita a produção no inverno, ou seja, lugares com temperaturas mais baixas tem o aumento na produção. Nos primeiros estudos cogitaram o plantio o ano inteiro, mas ao ir mais afundo, segundo pesquisas na Embrapa Clima Temperado, é mais rentável para os produtores de tomates produzir apenas nas épocas do ano em que o preço do tomate é considerado bom (REISSER, 2015).

De acordo com Loose et al., (2014), as estufas proporcionam uma potencialização na energia interna, o que acontece é a retenção do calor dentro da casa de vegetação que resulta em uma temperatura maior. Com isto, torna-se viável nas estufas plásticas o transplante de muda mais cedo e estender o tempo de cultivo dos frutos por mais tempo, portanto, tem aumento

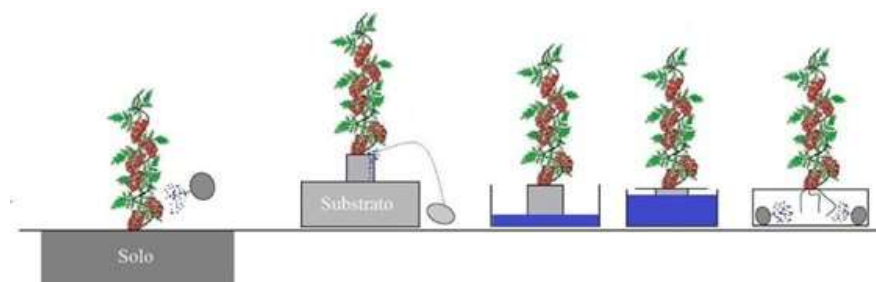
o número de cultivo por ano. Além disso, é possível controlar o uso de produtos químicos como os fertilizantes, racionar o uso da água, obter fruto de qualidade e com aparência mais comerciável.

As doenças nos tomateiros surgem com maior frequência em períodos que o ambiente dentro da estufa tem características de baixa temperatura e alta umidade, nesta situação cria-se um habitat favorável a doenças fúngicas. Já em relação às pragas, é possível fazer o controle se tiver telas ao redor da casa de vegetação, ao menos evitar que se alastrem de forma incontrolável, caso contrário pulgões e ácaros são comuns. O monitoramento de moscas e mariposas é importante porque é normal surgir em tomates esse tipo de praga (REISSER,2015).

3.4.1. Plantio por hidropônia

O sistema de semi-hidropônicos a hidropônicos são técnicas usadas com frequência em estufas. A diferença de uma para a outra baseia-se na quantidade de solo e água (nutrientes) que usado no plantio. Sendo hidropônica a planta que está com sua raiz submersa a apenas água, e a semi-hidropônico a planta que tem presença de substrato e com níveis variáveis de água contendo nutrientes. Esse tipo de aplicação inibe a propagação de doença entre as plantas, e causam menos desperdícios (FERNANDES,2015).

Figura 7 – Sistema de semi-hidropônicos



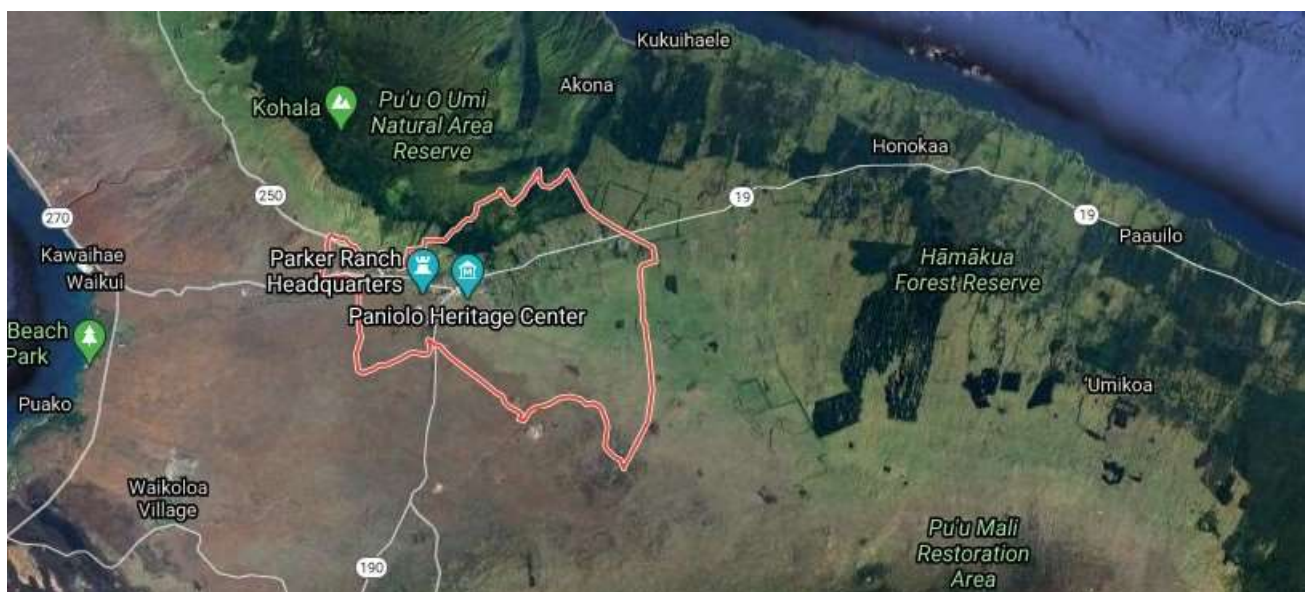
Fonte: Fernandes (2015)

3.5. Localização

3.5.1. Kamuela (HI)

A cidade de Kamuela localiza-se no estado do Havaí nos Estados Unidos (EUA). O Havaí é um conjunto de oito ilhas no Oceano Pacífico, sendo Oahu a principal ilha, consequentemente a que mais se desenvolveu. Outra ilha, que contribuí significativamente para a economia do estado é a Big Island, onde encontramos Kamuela, mais popularmente conhecida como Waimea.

Figura 8– Localização de Kamuela- HI



Fonte: Google Maps (2020)

Big Island como o próprio nome sugere, é a maior das ilhas. A distribuição das cidades é maior na parte litorânea da ilha, diferente de Waimea, que está próxima ao centro, interferindo nas condições climáticas do local. É importante saber que neste lugar possui a maior diversidade climática do mundo, mais especificamente lá tem 10 dos 15 tipos de zonas climáticas do mundo (DOUGHTY, 2011).

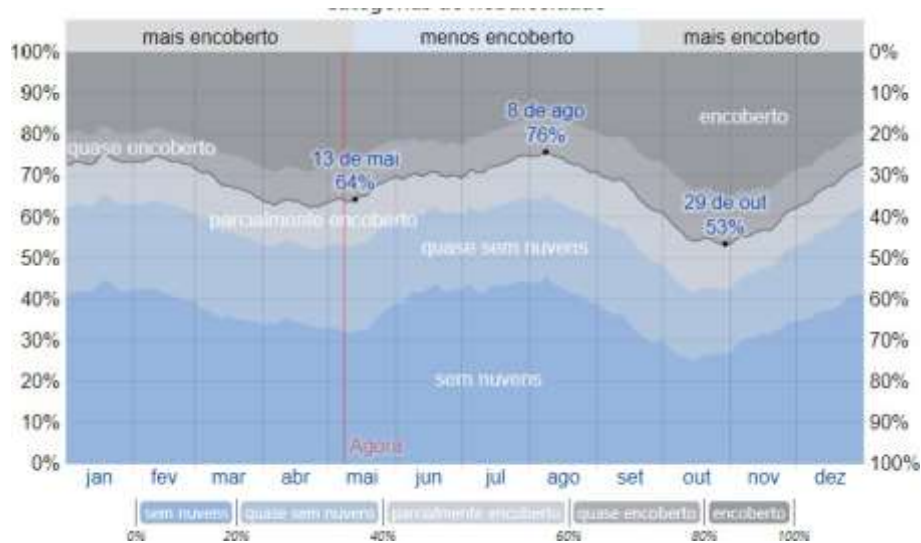
2.3.1.1 Nebulosidade

São diversos os fatores que são importantes para dimensionar os sistemas de geração de energia através da radiação, um dele é a nebulosidade, uma vez que influencia diretamente na radiação que chega na superfície terrestre (SILVA e SOUZA, 2016).

Segundo Silva e Souza (2016), o desempenho na produção de energia elétrica dos painéis solares, é afetado em dias nebulosos. Porém, a radiação solar difusa ainda consegue chegar até as placas e a produção de energia continua, mesmo que reduzida.

O padrão de nebulosidade quanto a porcentagem de tempo passada em cada faixa de nebulosidade, categorizada pela porcentagem de céu encoberto por nuvens, na cidade de Kamuela– HI, pode ser averiguado na Figura 9.

Figura 9 – Índices de Nebulosidade mensal para Kamuela (HI)

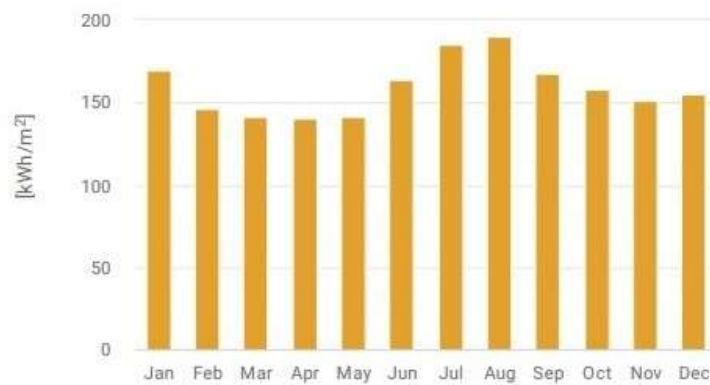


Fonte: Weather Spark (2020)

2.3.1.2 Irradiação

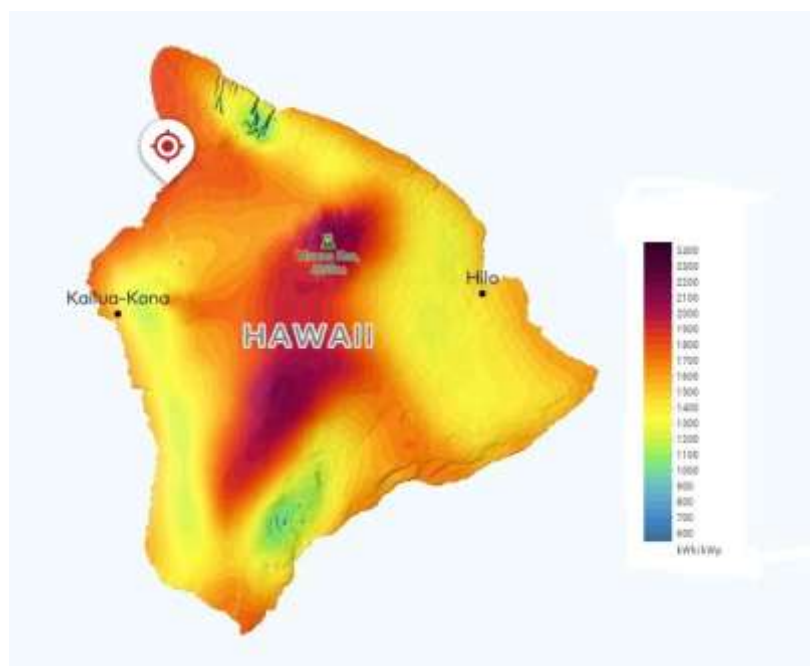
A irradiação solar é definida Segundo Carvalho (2013), como sendo o potencial de radiação solar que incide em determinada área, é expressa em W/m² (Watts por metro quadrado). Na cidade de Kamuela localizada no estado do Hawaii, a irradiação mensal direta é variável, como pode ser averiguado na Figura 10, a cidade conta com médias de irradiação anual de 1912 kWh/m² (GLOBAL SOLAR ATLAS, 2020).

Figura 10-Médias mensais de irradiação direta



Fonte: Global Solar Atlas (2020)

Figura 11-Mapa de irradiação global



Fonte: Global Solar Atlas (2020)

2.3.1.3 Umidade relativa do ar

A atmosfera é entendida como um conjunto de gases, vapor de água e partículas. O vapor

da água, pode mudar de estado em condições naturais, onde se originam as nuvens e os eventos atmosféricos como chuva, neve, orvalho etc (MELO, 2018).

Segundo Melo (2018), o vapor de água presente na atmosfera, é importante no processo de distribuição da temperatura global, pois, atua ativamente nos processos de absorção e emissão de calor sensível pela atmosfera.

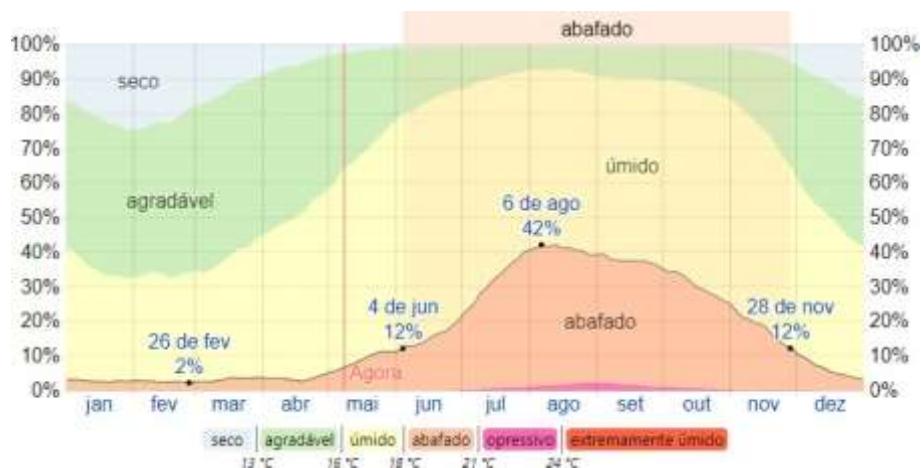
De acordo com Margarido (2006), o vapor de água presente na atmosfera, pode ser expresso em umidade absoluta ou umidade relativa. Onde a umidade relativa, é definida como:

$$Rar = \frac{es}{ea} \times 100$$

- ea é a pressão de vapor da água em uma determinada temperatura
- es é a pressão de saturação nesta mesma temperatura.

A umidade relativa do ar em Kamuela – HI, está representada na figura 12. Variando de 17% a 50%.

Figura 12– Gráfico da umidade mensal para Kamuela-HI

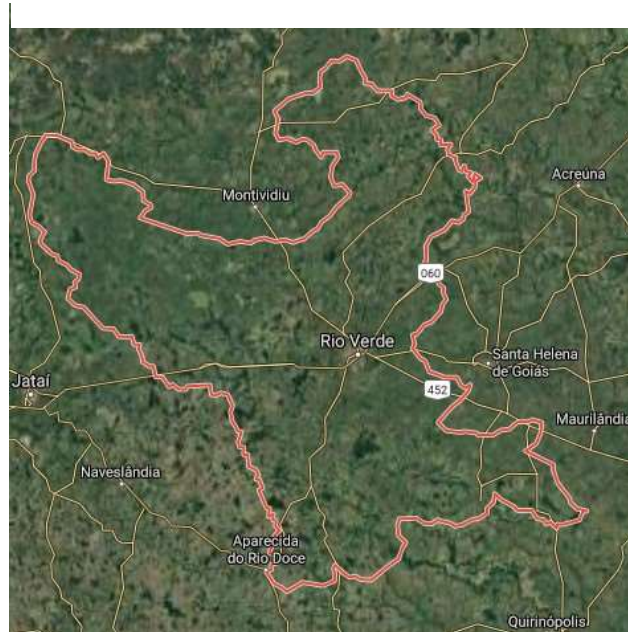


Fonte: Weather Spark (2020)

3.5.2. Rio Verde (GO)

A cidade de Rio Verde localiza-se no estado do Goiás no Brasil. O estado de Goiás esta localizado na região Centro-oeste do país.

Figura 13- Localização de Rio Verde

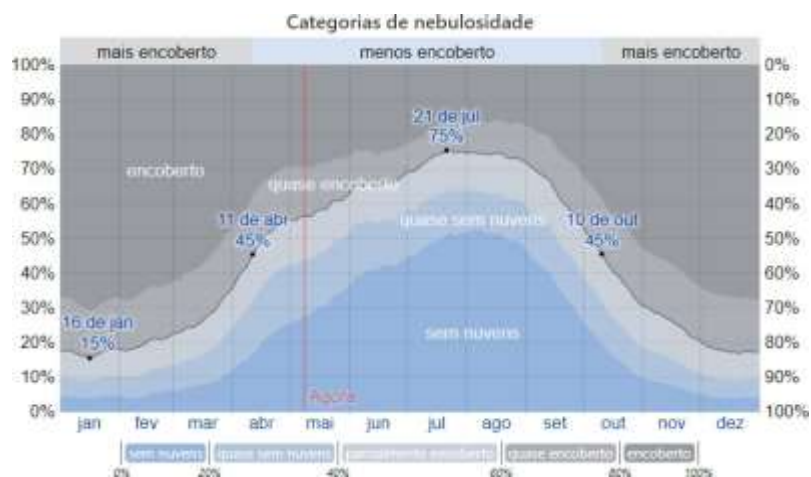


Fonte: Google Maps (2021).

2.3.2.1 Nebulosidade

As características de nebulosidade mensais da cidade de Rio Verde-GO estão apresentadas na figura 14.

Figura 14- Gráfico de nebulosidade mensal

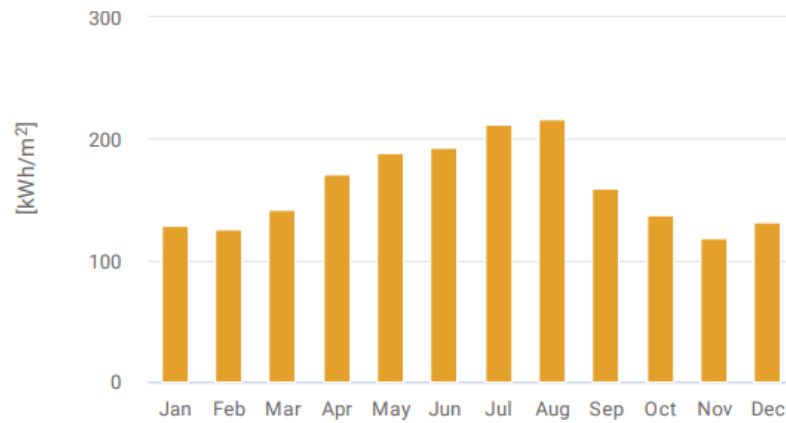


Fonte: Weather Spark (2020)

2.3.2.2 Irradiação

As características de irradiação mensais da cidade de Rio Verde-GO estão apresentadas nas figuras 15 e 16.

Figura 15- Médias mensais de irradiação direta



Fonte: Weather Spark (2020)

Figura 16- Mapa de Irradiação de Goiás com localização de Rio Verde

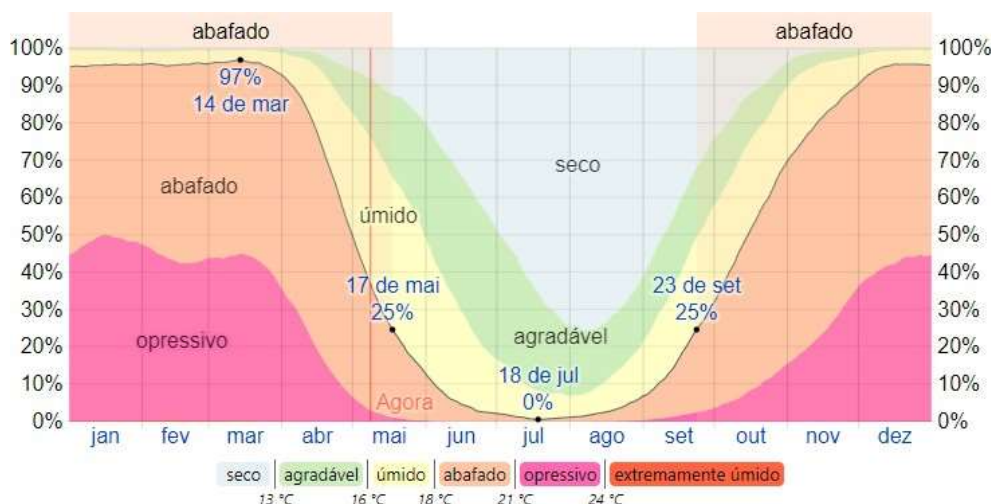


Fonte: Global Solar Atlas (2020)

2.3.2.3 Umidade

As características de umidade mensais da cidade de Rio Verde-GO estão apresentadas na figura 17.

Figura 17- Umidade mensal para Rio Verde



Fonte: Weather Spark (2020)

3.6. Software System Advisor Model

Existem diversos softwares no mercado com características que permitem compactar dados sobre painéis solares para várias localidades do mundo, como Homer, TONATIUH, PVSYST, Solarius PV, Sam e etc. O Sam é muito utilizado por pesquisadores das áreas de energia solar, uma vez que, permite criar projetos que envolvam custos e eficiência, além de permitir a comparação de dados quanto a radiação e energia total produzida no plano da matriz (SILVA e SOUZA, 2016).

O System Advisor Model (SAM), é um desempenho e um modelo financeiro projetado para facilitar a decisão de pessoas que usam o setor de energia renovável, é um software disponível livremente desenvolvido pelo Laboratório Nacional de Energias Renováveis (NREL) em colaboração com os Laboratórios Nacionais de Sandia, EUA (NATIONAL RENEWABLE ENERGY LABORATORY, 2020).

O SAM é executado no Windows e OS X com uma linguagem de programação C ++ visual. Utiliza o tempo do NREL National Solar Radiation Database (NSRDB). O SAM usa entradas como tipo de módulo, especificações do inversor, projeto de sistema, gravações, vida

útil, para simulação de configuração do sistema e uso de desempenho e custo de usar energia para redefinir projetos de energia conectados com base em custos de instalação e operação e parâmetros de projeto do sistema que você especificará como entradas para o modelo. O gráfico e a tabela de simulação SAM podem ser exportados para arquivos do Excel ou texto (UMAR et al., 2018).

4. METODOLOGIA

A metodologia do trabalho foi subdividida nos tópicos a seguir, para um melhor entendimento.

- Foi avaliado um sistema fotovoltaico real, localizado no Havaí, utilizado para abastecer Packing House (seleção e embalagem dos vegetais), escritórios, às três casas de trainees e funcionários, e principalmente as casas de vegetação, onde há irrigação das plantas.
- O sistema foi implementado no sistema computacional SAM;
- Foram estudados o desempenho do sistema inserido no SAM considerando sua instalação no Havaí (local de origem);
- Repetiu-se o estudo avaliando o desempenho se o sistema fotovoltaico fosse instalado em Rio Verde-GO, para efeito de comparação;

Figura 18- Esquematização da pesquisa



Fonte: Autor (2021)

4.1. Local da pesquisa

A pesquisa em questão foi realizada no ano de 2018-2019, na fazenda produtora de tomate e pepino Kawamata Farms Inc, situada na cidade de Kamuella no estado do Hawaii-US, com a localização exata, latitude: 20.01328701430256, longitude: -155.6833026193974, altitude 6 m.

Figura 19-Fazenda vista de cima no Google Maps



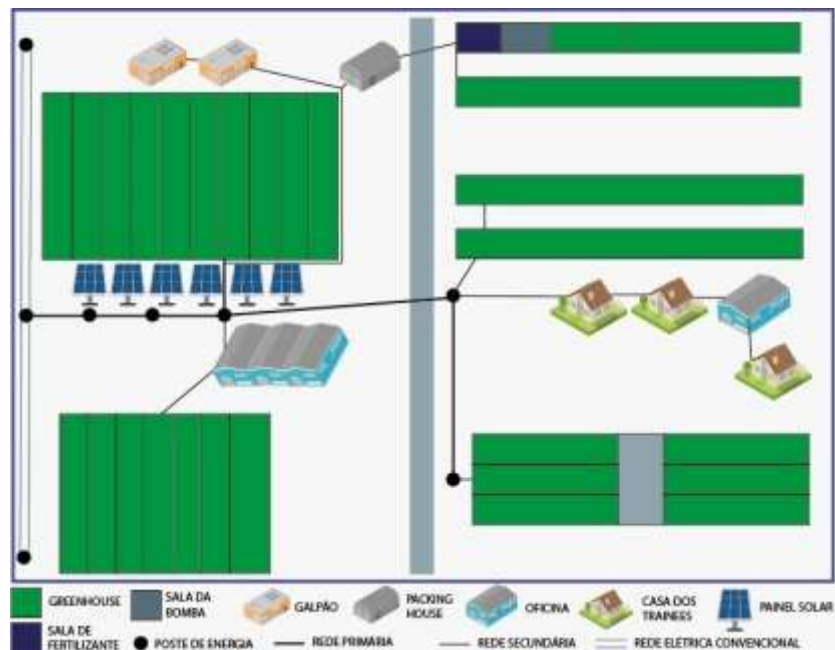
Fonte: Google Maps (2021)

4.1.1. Sistemas utilizados na fazenda

A fazenda Kawameta Farms produz vegetais que são comercializados por toda a ilha do Havaí. As mudas são plantadas em casas de vegetação não climatizadas e plásticas pelo método de semi-hidroponia, ou seja, com quantidade maior de substrato quando comparado com a hidroponia. Estas são irrigadas por gotejamento em horário comercial, isto é, entre as 07h a.m. as 04h p.m. Para isso, a fazenda conta com uma bomba de 7,5 cavalos de potência para bombear toda a água necessária para irrigação. Existem três grandes freezers com a média de 14 m², onde são armazenados os tomates e pepinos para a conservação dos mesmos, estes são grandes fontes de consumo de energia do local. Além disso, a energia é utilizada também nas casas (de trainees e funcionários), escritório e oficina.

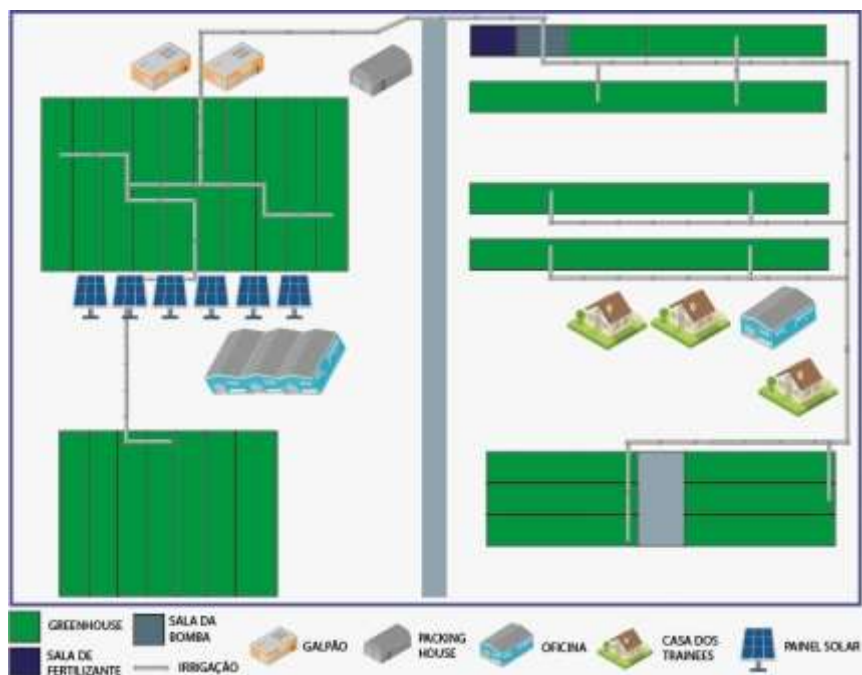
Contudo, há na propriedade sete casas de vegetação, sendo três delas maior que as demais, porém raramente elas todas funcionam simultaneamente. No geral, são utilizadas de três a cinco estufas por vez, fazendo o rodízio conforme os ciclos da planta. Na figura 20, estão representados através de croqui, a esquematização a distribuição da energia produzida na fazenda. De forma que a rede primária, saí das placas solares para as casas e estufas, e posteriormente distribuída para os demais pontos.

Figura 20- Croqui da rede elétrica



Como disposto na figura 21, pode-se observar a organização do encanamento entre as casas, a partir disso a água é transferida através de tubulações de diâmetro menor, sendo uma saída de água (gotejamento) para cada planta.

Figura 21- Croqui das tubulações de irrigação



Na seguir na tabela, estão dispostos os principais consumidores de energia da fazenda.

Tabela 2- Principais consumidores de energia da fazenda

Item	Quantidade
Casa de Vegetação	7
Bomba	1
Freezer	3
Casa	3

Fonte: Autor (2020)

4.1.2. Sistemas fotovoltaicos instalados na fazenda

O sistema é composto por 132 módulos, sendo 4 strings de 33 placas em paralelo. Os painéis fotovoltaicos utilizados pela fazenda, são painéis fotovoltaicos policristalino e uso comercial (figura tal). Há também 2 inversores de 30 mil W cada. Os principais dados do sistema implantado, estão apresentados na tabela 3.

Tabela 3- Dados de entrada do simulador para o sistema real (HI)

Componentes	Quantidade
Módulo	132
Inversor	2
String	4
Inclinação	20°
Azimuth	225°
Taxa de cobertura de solo	0,3
Perda de transmissão	4%
Taxa de degradação anual	0,7%

Fonte: Autor (2020)

Os painéis fotovoltaicos utilizados pela fazenda, são painéis fotovoltaicos policristalino, de uso comercial, ambos de mesma fabricação e modelo.

Figura 22- Características do painel fotovoltaico do sistema real existente em Kamuela – HI

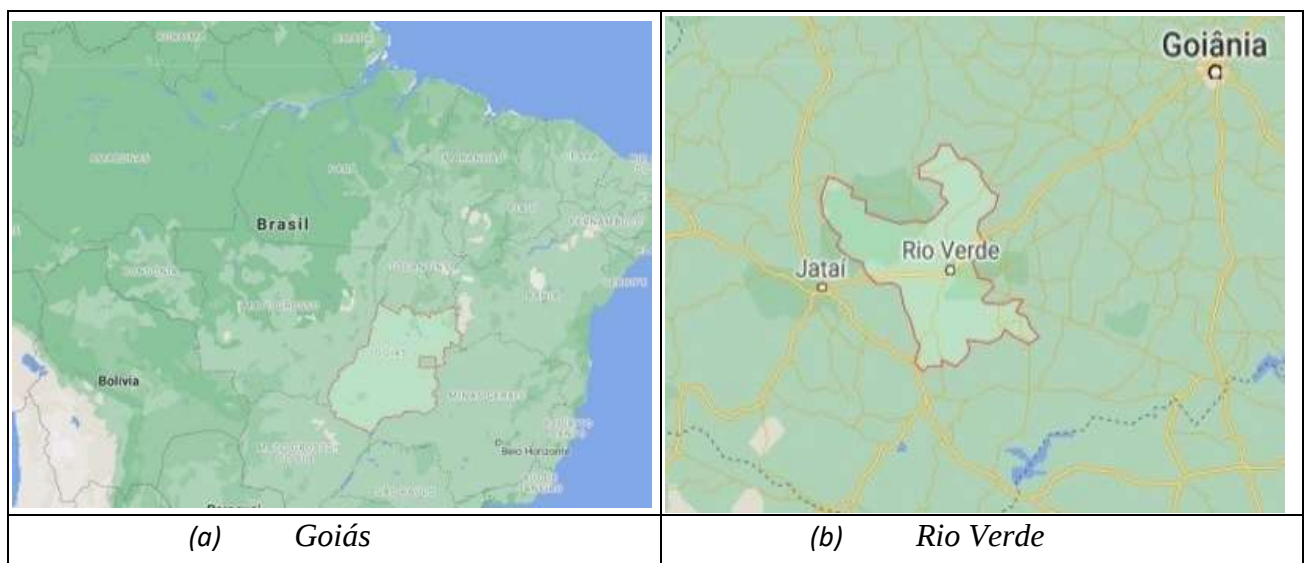


Fonte: Próprio Autor

4.1.3. Localização de Rio Verde

O estudo comparativo, foi realizado simulando o mesmo sistema implantado na fazenda Kawamata Farms Inc, em Rio Verde-GO, mais precisamente no *Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia Goiano*, com a localização exata, latitude: -17.80315091793113, longitude: -50.90593061992476 e altitude: 739m. Foram utilizados os mesmos dados de consumo de energia de Kamuela-HI.

Figura 23- Localização do estado de Goiás (Brasil) e de Rio Verde (Goiás).



Fonte: Google Maps (2021)

Figura 24- Localização de Rio Verde-GO via satélite



Fonte: Google Maps (2021)

Tabela 4- Os dados que sofreram alteração devido a diferença de localização

Unidades	Valor
Inclinação	17°
Azimuth	315°

Fonte: Autor (2020)

4.2. Simulador SAM e a inserção do sistema fotovoltaico do Havaí

Para realização dos estudos computacionais, foi utilizado o software SAM. De acordo com Joost, Kalbermatten e Bonin (2008), tal software é muito utilizado por desenvolvedores de projetos, fabricantes de equipamentos e pesquisadores, uma vez que, o SAM faz a análise estatística de um determinado banco de dados, gerando gráficos e tabelas que auxiliam no processo de avaliação de opções financeiras, tecnológicas e de incentivo para projetos de energia renovável.

Segundo Nate et al. (2014), o SAM faz simulação e determina o desempenho de sistemas

fotovoltaicos concentrando energia solar, aquecimento solar de água, eólico, geotérmico, biomassa e sistemas de energia convencionais.

O sistema fotovoltaico da fazenda foi implementado no software System Advisor Model – SAM, o qual recebeu os dados reais da fazenda, desde a quantidade de módulos e inversores até a marca e modelo dos mesmos. O sistema computacional permite inserir dados meteorológicos para o ano estudado, assim, devido às limitações deste, consideramos apenas o ano de 2019. Além disso, foi coletado dados de System Design (disposição dos equipamentos), baixado as taxas de eletricidade do local e custo dos painéis fotovoltaico e inversores.

Para comparação, no SAM, foram inseridos todos os dados do sistema fotovoltaico já implantado em Kamuela, porém fazendo algumas adaptações para Rio Verde, afim de ser fiel a realidade local, sendo os dados adaptados o azimuth e o angulo. Outra informação que foi adaptada, foram as s taxas de eletricidade, pois cada país ou até mesmo região tem suas particularidades.

Os dados de localização e recursos meteorológicos (irradiação, vento, nebulosidade e etc), foram baixados da base de dados da NREL para Kamuela-HI. Estas informações foram de 2019, apesar algumas serem pertencentes ao ano de 2018, devido o programa não permitir a simulação com os dois anos simultaneamente, considerou-se o último ano.

No SAM, foi possível inserir informações mais detalhadas do design do sistema, como sugerido pelo programa, para os projetos fotovoltaicos de eixos fixos, considera-se latitude igual a inclinação, portanto, 20. Devido as construções ao redor da placa, fez-se necessário orienta-la para sudoeste, formando o azimuth de 225 graus. A taxa de cobertura do solo (GCR) e a proporção da área do sistema que é usada para coletar a luz solar, também foram inseridas no programa. Quanto ao valor utilizado para GCR, foi de 0,3, onde este foi sugerido pelo próprio programa e o mesmo utilizado por Marques et al. (2018), em uma pesquisa que contém a disposição dos painéis semelhante ao utilizado.

O grau de inclinação para o sistema do Brasil foi de 17°, igual a latitude, conforme o proposto para a outra simulação do SAM no US. O azimuth foi de 315°, apesar de que o ideal para um funcionamento perfeito do sistema não é esse valor, mas para fins de uma avaliação justa, foi feito um “efeito espelho” do ângulo para o hemisfério sul.

As informações de sombreamento, opção de detalhamento do sistema no software, foi desconsiderado devido os painéis serem uma única linha continua, com mesma orientação e sem base móvel. Assim, uma vez que disposto, várias linhas de painéis em paralelo (figura 19), conforme a hora do dia uma placa pode causar sombreamento uma nas outras, sendo assim consideramos a ausência desse tipo de sombreamento. Porém, em decorrência a outra limitação

do SAM, deixamos os dados automáticos. É importante deixar claro que nenhum dado de sombreamento foi analisado.

Em relação as percas do sistema, em termos de inversor, foram utilizados os valores padrões para inversores centrais, sendo adotados valores de referência adotados por estudos similares, sendo 4% de perda de transmissão conforme Tonolo (2019), e 0,7 de degradação anual do sistema como propõe Tetsuyuki Ishii (2017).

5. RESULTADOS E DISCUSSÃO

De acordo com os resultados dos dados obtidos pela modelagem no SAM, a seguir são apresentados os resultados das duas condições analisadas, quais sejam:

Caso 1: Hawaii;

Caso 2: Rio Verde – GO;

A partir das simulações realizadas utilizando o software SAM, foram avaliados os seguintes parâmetros:

- Níveis de Irradiância e Temperatura ambiente;
- Produção mensal de energia;
- Produção anual de energia;
- Perdas de energia.

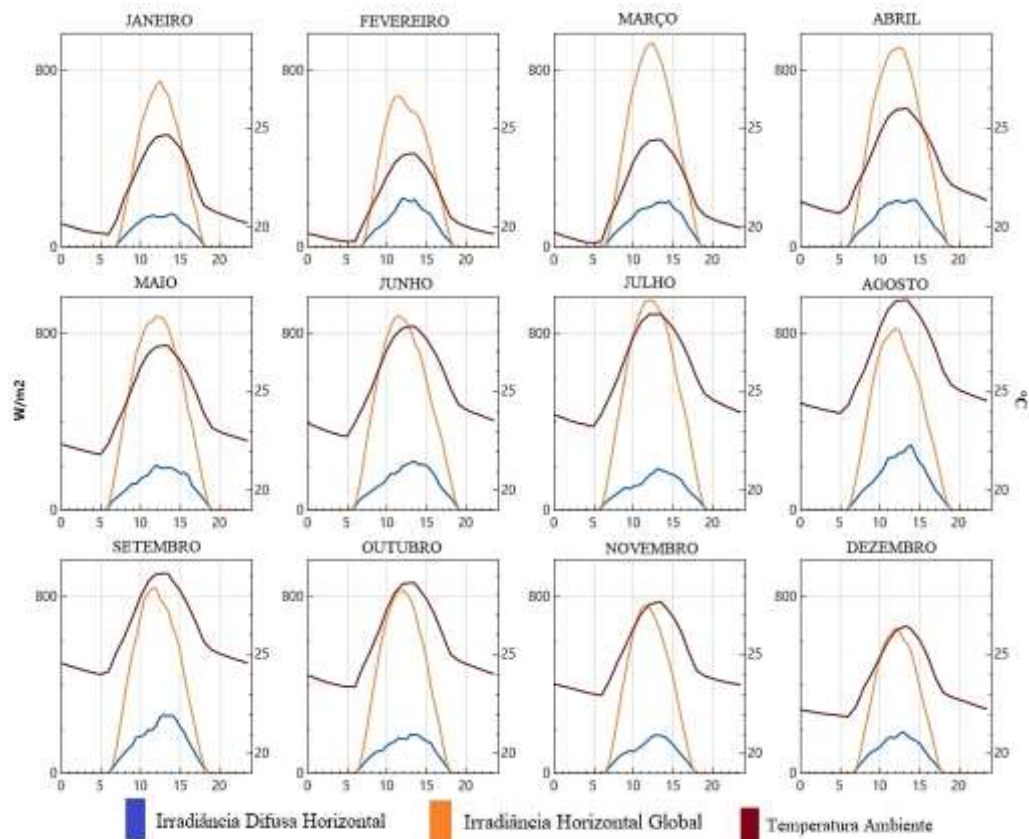
1.1 Níveis de Irradiância e Temperatura ambiente

A figura 25 e 26, apresentam as curvas referentes a irradiância difusa horizontal, irradiância horizontal global calculada e temperatura ambiente, de Kamuela-HI e Rio Verde-GO respectivamente.

Segundo o Pereira et al. (2017), explica-se como irradiância global horizontal, a taxa de energia total por unidade de área incidente numa superfície horizontal. A irradiância global é dada pela soma das irradiâncias direta e difusa, sendo a principal forma de irradiância responsável pela produção de energia dos módulos fotovoltaicos. Já a irradiância difusa, é taxa de energia incidente sobre uma superfície horizontal por unidade de área, decorrente do espalhamento do feixe solar direto pelos constituintes atmosféricos, tendo influência na produção de energia, porém, não tanto quanto a irradiância global

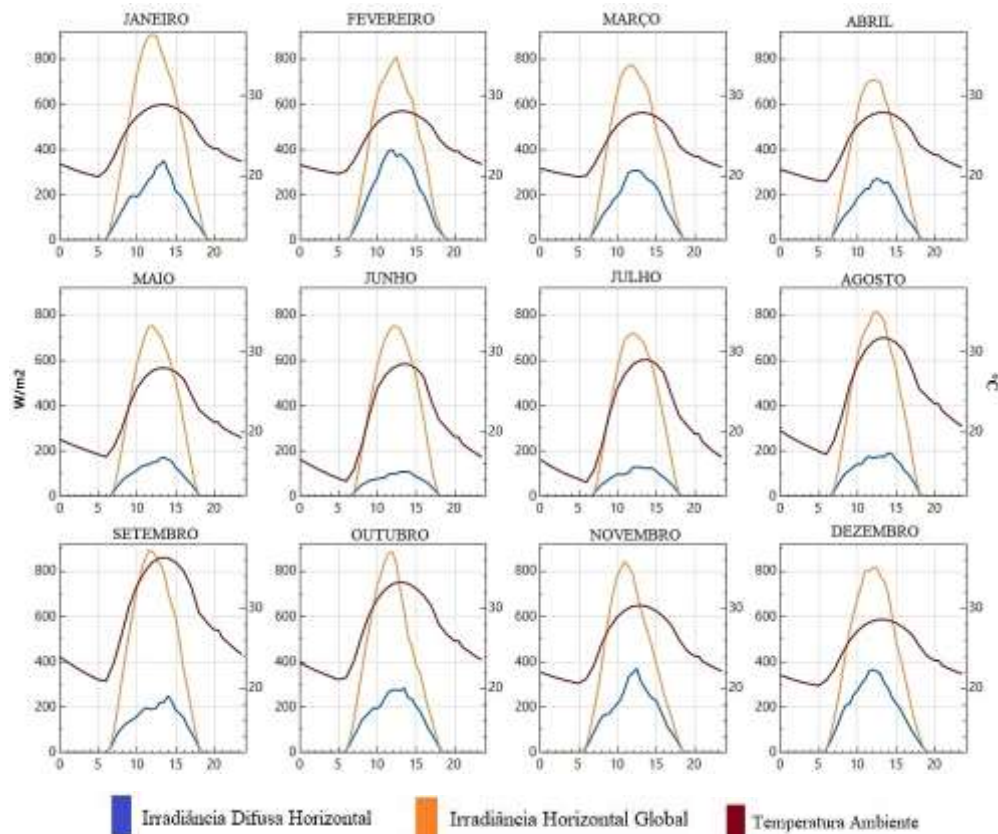
Na figura 25, podem ser verificados os meses com os maiores índices de irradiância horizontal global, em Kamuela (HI), sendo estes, os meses março e julho, destacando o mês de julho. A figura 26, apresenta os valores para Rio Verde-GO, sendo os meses com os maiores índices de irradiância horizontal global, janeiro e setembro. A influência direta que tal tipo de irradiância exerce sobre a produção de energia pode ser comprovada ao decorrer do estudo, onde se nota, que os meses que apresentaram os maiores valores de irradiância horizontal global, foram os mesmos em que a produção de energia foi maior.

Figura 25-Irradiação e temperatura dos meses do ano para Kamuela (HI)



Fonte: Autor (2021)

Figura 26- Irradiação e temperatura dos meses do ano para Rio Verde (GO)

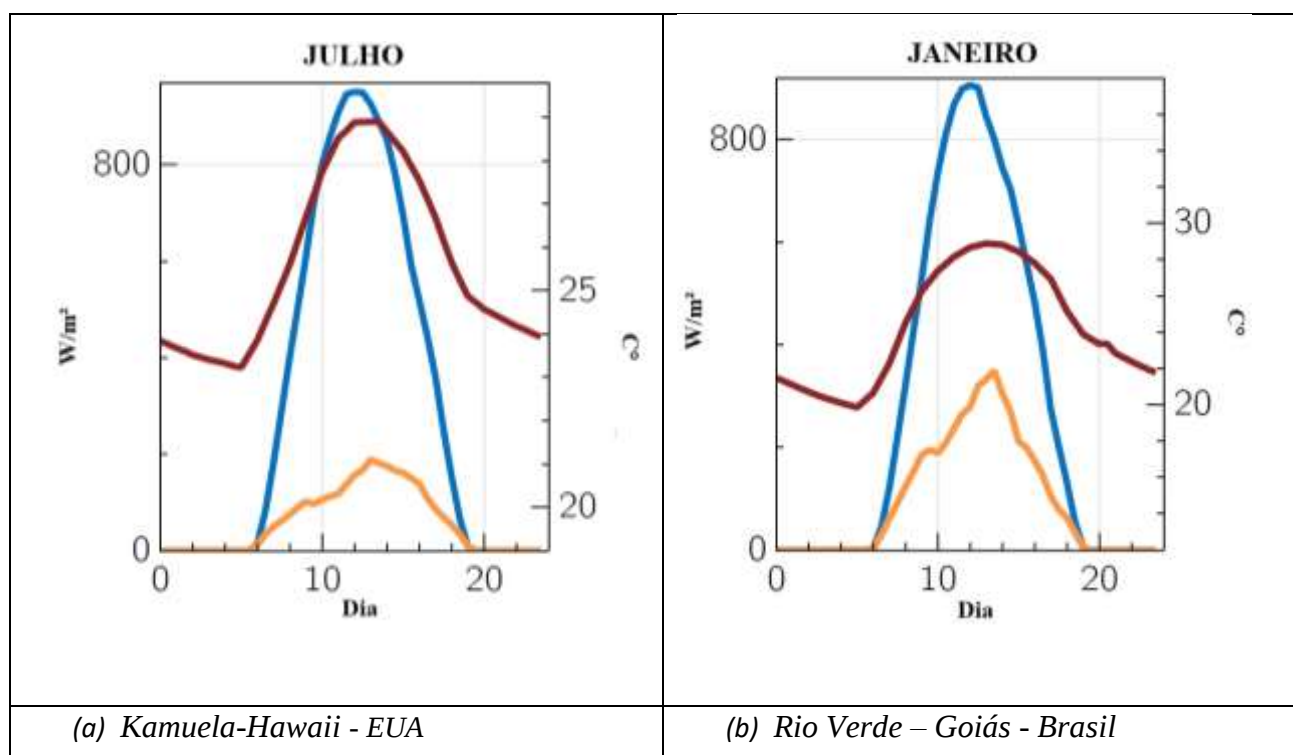


Fonte: Autor (2021)

Tratando-se dos valores de temperatura, estes podem ser observados na figura 25, onde os maiores índices de temperatura para Kamuela-HI foram nos meses de julho, agosto e setembro com o maior pico de temperatura no mês de agosto. Já para Rio Verde-GO como visto na figura 26, os maiores índices de temperatura foram verificados nos meses de agosto e setembro. De acordo com Weather Spark (2020) agosto e setembro são os meses mais quentes do ano em Goiás, com temperaturas que variam de min 28°C e 35°C. No entanto, mesmo que os meses de agosto e setembro sejam meses de inverno em Goiás, os dias são quentes, onde registram-se as temperaturas mais altas.

Ao analisar os meses com maiores picos de irradiância para ambas as cidades referentes ao presente estudo, podemos observar na figura 27 (a), que os meses com os maiores índices foram julho em Kamuela-HI e janeiro em Rio Verde-GO.

Figura 27- Meses com maior irradiância em Kamuela e Rio Verde



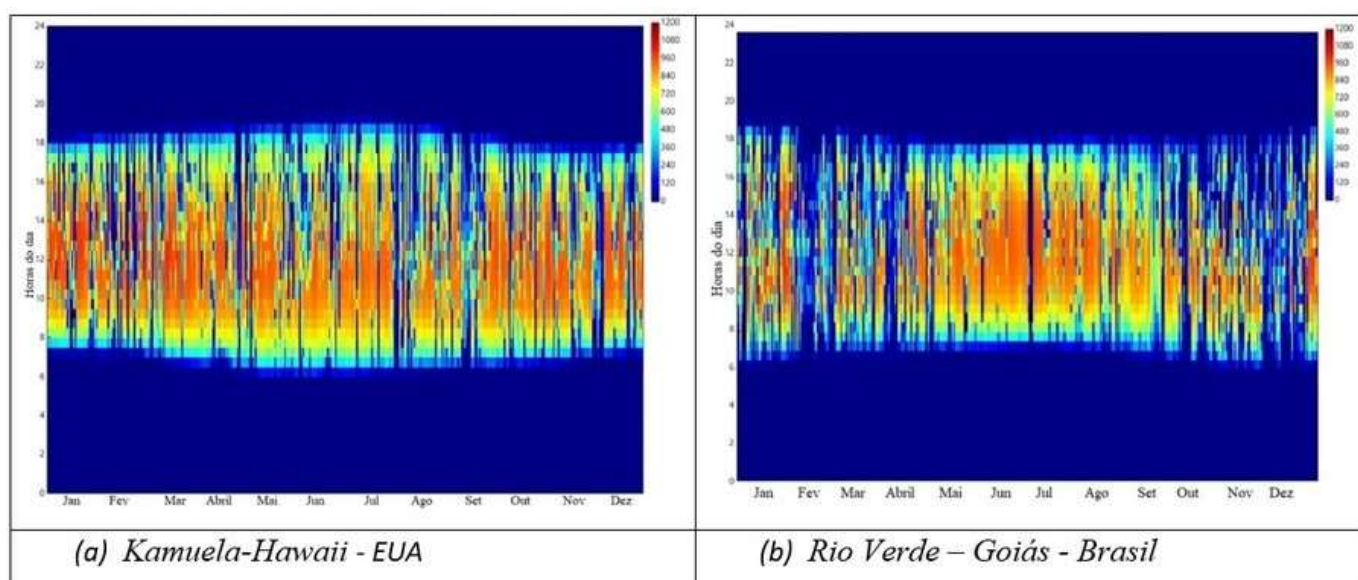
Fonte: Autor (2021)

As similaridades entre os valores de irradiância nos diferentes meses, podem ser justificadas pelas diferenças climáticas entre as regiões. De acordo com AccuWeather (2020), no mês de julho na cidade de Kamuela-HI, é verão, com dias ensolarados e temperaturas médias diárias variando entre 18°C e 27°C com céu parcialmente limpo.

A figura 27 (b), apresenta os níveis de irradiância no mês de janeiro para Rio Verde-GO. No mês de janeiro no Brasil é verão, a maior irradiância pode ser justificada, pelo fato que, tal estação do ano na região de Rio Verde-GO, normalmente tem como característica, dias ensolarados e céu limpo, com dias chuvosos, porém com irradiância alta.

A figura 28 (a) e (b), apresenta os valores para níveis de irradiância de acordo com as horas de insolação diária em cada mês para Kamuela-HI e Rio Verde-GO respectivamente. Na figura 28 (a), nota-se que os períodos de maiores níveis de irradiação iniciam-se por volta das 09 horas da manhã até as 16 horas, com variações constantes notáveis de irradiância nos meses de fevereiro, agosto, setembro, novembro e dezembro.

Figura 28- Irradiância mensal em Kamuela e Rio Verde



Fonte: Autor (2021)

Na figura 28 (b), estão apresentados valores para níveis de irradiância de acordo com as horas insolação diárias em cada mês para Rio Verde-GO, onde nota-se que os períodos de maiores níveis de irradiação, seguem os mesmos parâmetros de Kamuela-HI, iniciando as 09 horas da manhã até as 16 horas, com variações drásticas nos níveis de irradiância diários nos meses de fevereiro, abril, outubro e novembro.

Para Campos e Alcantara (2016), a insolação e consequentemente a irradiância, pode variar entre os meses do ano em uma mesma região. Isso pode ser explicado, pelas variações climáticas que ocorrem durante os meses, onde tais variações influenciam na

nebulosidade, temperatura, intensidade de irradiação entre outros.

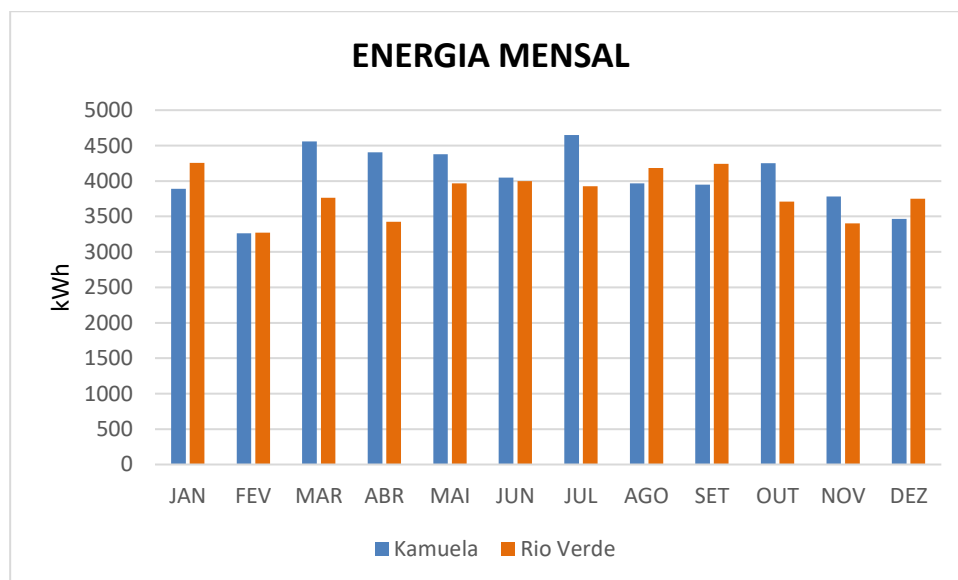
De acordo com Silva (2011), os meses do ano apresentam peculiaridades climáticas,

sendo uma destas, como maior nebulosidade no decorrer do dia. Estas nuvens afetam diretamente na irradiação solar que chega na superfície terrestre, uma vez que, os raios solares ao colidirem com as nuvens sofrem modificações diminuindo sua intensidade, o que influenciam o desempenho das placas solares.

1.2 Produção mensal de energia

Na figura 29, estão apresentados os dados de produção mensal de energia elétrica gerada pelos painéis fotovoltaicos, respetivamente para às duas localizações estudadas, as quais são (Kamuela-Hawaii) e (Rio Verde-GO). Nestes pode-se perceber uma variabilidade da produção mensal de energia gerada pelos painéis fotovoltaicos, em alguns meses do ano a produção é maior que em outros.

Figura 29- Energia elétrica produzida mensalmente pelos sistemas fotovoltaicos aplicados no software para as cidades Kamuela – HI e Rio Verde – GO –2019.



Fonte: Autor (2021)

Na figura 29, os dados mensais da produção de energia em Kamuela-HI, demonstram que a produção de energia nos meses de março e julho apresentou-se maior comparada aos outros meses, sendo o mês de fevereiro o de menor produção.

Para Carl (2014), o melhor desempenho de produção de energia em relação a

alguns meses do ano quando comparado a outros meses, pode ser justificado através de fatores climáticos, uma vez que, em determinados meses do ano, a incidência de raios solares e a cobertura de nuvens tem influência significativa de uma determinada região,

além do fato de que Rio Verde (GO) esta localizada no hemisfério Sul e Kamuela (HI) no hemisfério Norte, consequentemente havendo diferenças nas estações do ano.

Segundo Weather Spark (2020), a energia solar de ondas curtas incidente média diária em Kamuela nos meses de março e julho variam em torno de 6,4 kWh e 7,4 kWh respectivamente, com céu parcialmente limpo, com duração média dos dias neste período de 13 horas. Com uma boa incidência de raios solares e o céu parcialmente limpo, explica-se os melhores resultados na produção mensal de energia em tais meses. Já a baixa produção de energia no mês de fevereiro, pode ser explicada pelo fato de que os dias são mais curtos com duração média de 11 horas de duração, com maior incidência de nuvens e energia solar de ondas curtas incidente média diária em torno de 4,0 kWh, o que resulta em menos desempenho dos painéis fotovoltaicos.

Os dados mensais da produção de energia para Rio Verde-GO na figura 29, demonstram que, os meses que apresentaram maior produção de energia, foram janeiro, agosto e setembro, com a menor produção no mês de fevereiro. Segundo Viana (2010), tais resultados podem ser explicados de acordo com fatores climáticos que influenciam diretamente no desempenho dos painéis fotovoltaicos, tais como, estações do ano, duração dos dias, temperatura, níveis de irradiação e incidência de nuvens de cada mês.

De acordo com Weather Spark (2020), a energia solar de ondas curtas incidente média diária em Rio Verde-GO, nos meses de janeiro, agosto e setembro, variam em torno de 5,7 kWh e 6,2 kWh, com temperaturas diárias de min 28°C e max 32°C, com os dias durando em média 12,30 h e nebulosidade de 50%. Já no mês de fevereiro, a média da energia solar de ondas curtas é de 5,6 kWh, com temperaturas de min 21°C e max 30°C, duração dos dias de 12,5 h e nebulosidade de 29%.

Segundo Cardoso, Marcuzo e Barros (2014), outro fator que influencia diretamente na incidência da radiação solar no estado de Goiás, é o período seco, que decorre entre maio e setembro com seu ápice em julho e agosto. Fernandes et al. (2018), acredita que tal influência decorre das amplitudes térmicas características de cada período, onde os meses que correspondem ao período chuvoso, apresentam menores amplitudes térmicas, enquanto os meses correspondentes ao período seco, apresentaram as maiores amplitudes térmicas. O mês de janeiro mesmo sendo considerado um mês chuvoso em Goiás, está entre os meses da estação chuvosa, que mais apresenta incidência de radiação

solar e com maiores temperaturas.

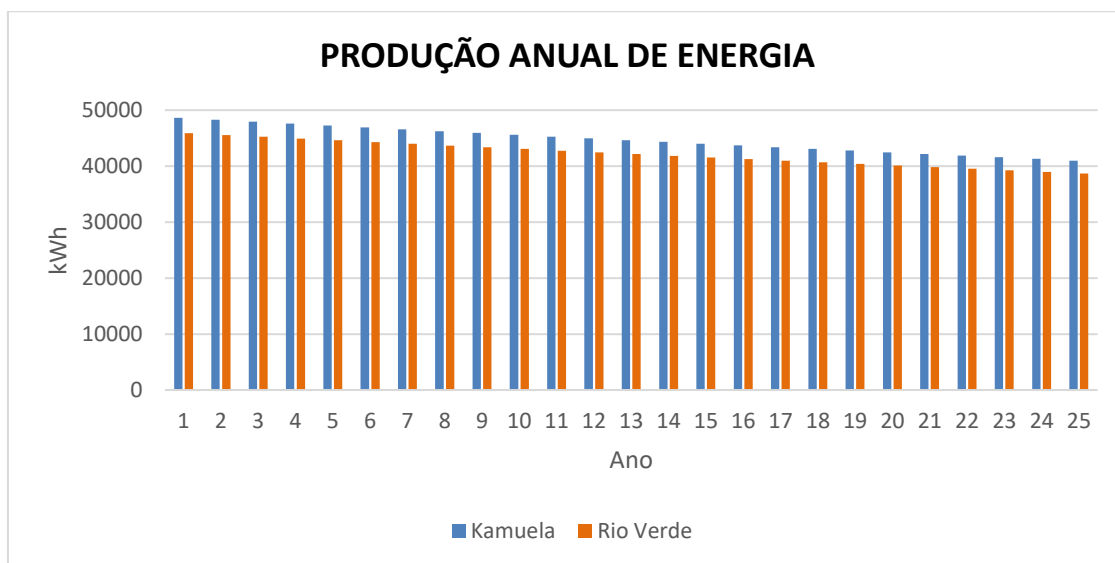
De acordo com Dassi et al. (2015), a alta produção de energia no mês de janeiro, pode ser justificada, por este estar entre os meses mais quentes do ano no Brasil, o que é explicado pela maior incidência solar.

Em contrapartida o baixo índice de produção de energia no mês de fevereiro apresentado na figura 29 em Rio Verde, pode ser justificada de acordo com Silva et al. (2018), e Francisco et al. (2019), que explicam a instabilidade na produção de energia mensal de painéis fotovoltaicos, através de fatores determinados por particularidades e sazonalidade climática de cada região, reforçando o fato de que a produção de energia solar depende de variáveis como radiação, temperatura, estação do ano, nebulosidade entre outros. Além destes fatores, a duração do mês de fevereiro em 2019, ano da pesquisa, foi de 28 dias, representando uma diferença significativa. Dito isto, sabe-se que mesmo que um determinado mês apresente incidência de radiação suficiente para uma boa produção de energia, outros fatores podem afetar esta produção.

1.3 Produção anual de energia

Em relação a produção de energia anual, a figura 30, apresenta os dados de produção de Kamuela-HI e Rio Verde-GO, onde o gráfico esboça um gradual declínio na produção.

Figura 30- Produção anual de energia prevista durante 25 anos de uso do sistema - 2019



De acordo com Gasparin, et al., 2016, vários fatores estão correlacionados com a queda gradual na produção de energia dos painéis fotovoltaicos ao decorrer dos anos, fatores estes como, tecnologia utilizada, a degradação e condições ambientais e climáticas específicas, como a irradiância solar, o vento, a temperatura, a umidade, a precipitação e as características espectrais solares.

Segundo Bacelar (2019), a degradação, mesmo que mínima dos materiais componentes dos painéis pelos intemperes do ambiente, acabam afetando sua vida útil com o passar dos anos. A corrosão de partes constituintes como caixas de passagem, inversores, cabos e quaisquer outras estruturas metálicas de suporte, também pode afetar diretamente na produção de energia.

Ao que se refere à vida útil dos módulos fotovoltaicos, um dos principais fatores a ser considerados é a temperatura, visto que, altas temperaturas acarretam reações químicas nos componentes dos módulos alterando drasticamente as propriedades mecânicas, elétricas e ópticas dos materiais (OLIVEIRA et al., 2018).

O fato de que os módulos fotovoltaicos fiquem expostos ao ambiente, fatores como, umidade, vento, também contribuam para a degradação do material com o passar do tempo. A umidade ao adentrar no módulo, afeta sua parte ativa e a aderência entre os materiais que o compõem, já vento traz a poeira que em contato com a humidade adere nos componentes do módulo, afetando diretamente na absorção da irradiância que incide na superfície (SILVA, 2019).

Segundo Packa, et al. (2016), mesmo com as várias formas de degradação que os módulos podem sofrer ao longo dos anos, ainda sim continuam produzindo energia, porém, com perdas de produção gradativas anualmente.

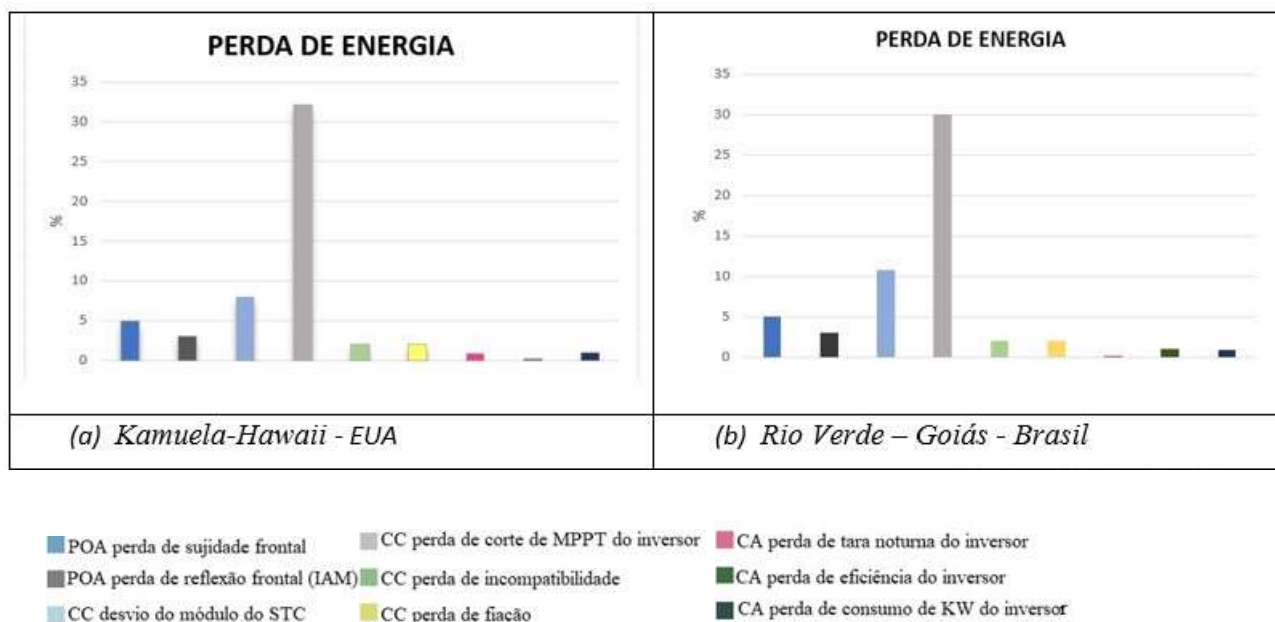
De acordo com Assunção (2014), a degradação dos módulos fotovoltaicos instalados em campo, é determinada através de um percentual de degradação anual que varia em torno de 0,5% a 1,0% ao ano. Para Pinho e Galdino (2014), a qualidade dos módulos é garantida pelos fabricantes variando entre estes de 10 a 25 anos, considerando uma taxa de degradação anual de 1,0%.

5.3 Perdas de energia

Em relação às perdas de energia dos sistemas implantados, a figura 31 (a) e (b) esboçam os valores que correspondem as principais perdas dos sistemas tanto em

Kamuela-HI quanto em Rio Verde-GO, chamando atenção, para as perdas por corte de MPPT do inversor, seguido das perdas de desvio de módulo do STC e perdas por sujidade respetivamente, para ambos os sistemas.

Figura 31- Principais perdas do sistema fotovoltaico



Fonte: Autor (2021)

De acordo com Henze et al. (2008), normalmente em sistemas tradicionais de string, para atender os requisitos de tensão e corrente contínua de entrada do inversor, os módulos fotovoltaicos devem seguir um padrão para conexões, sendo conectados em série e em paralelo. Com isso, qualquer instalação que saia minimamente dos padrões regulares exigidos pelas conexões, podem refletir em perdas de energia.

Segundo Souza (2020), cada módulo fotovoltaico, possui seu próprio ponto de máxima potência, onde estes variam constantemente ao longo do tempo. Quando muitos módulos são conectados a somente um MPPT, o inversor de string faz a leitura como se fosse somente um módulo, com isso o MPPT tentará encontrar o ponto de máxima potência do arranjo, ignorando a produção individual de cada módulo resultando em perdas.

Os índices elevados de perdas por corte de MPPT do inversor nos dois experimentos, podem ser explicados, de forma que, para 132 módulos, haviam 2 inversores e 1 MPPT, ou seja, 1 inversor para cada 66 módulos e 1 MPPT para 132 módulos. Com isso, pelo motivo de que 66 módulos com 498 células cada estarem ligados a somente um MPPT, estes são vistos pelo inversor de string como um único módulo de

32.868 células. Assim, o MPPT busca encontrar o ponto de máxima potência do arranjo, e ignora a produção individual de energia de cada módulo, resultando nas perdas.

A diferença nas perdas por corte de MPPT de um local para outro mesmo que pequenas, podem ser explicadas de acordo com Koirala, Sahan e Henze (2009), que atribui tais diferenças ao sombreamento de cada região. O segundo maior índice de perdas de energia de acordo com a figura 29 (a) e (b), foram referentes ao desvio do módulo do STC, para ambos os locais.

De acordo com Pinho e Galdino (2014), módulos fotovoltaicos que possuem tecnologia de silício cristalino, como é o caso dos módulos utilizados na simulação são mais sensíveis a temperatura, sendo que esta influência no desempenho do módulo e nas perdas do mesmo. O módulo normalmente perde tensão com o aumento da temperatura da célula, tal redução, diminui a da potência de saída o que resulta em perdas.

As perdas podem ser explicadas, de forma que, o ponto de potência máxima (PPM), varia constantemente de acordo com a temperatura e irradiância. Com as diferenças climáticas de cada local que refletem diretamente nos níveis de temperatura e irradiância dos mesmos, pode-se justificar que as perdas por desvio do módulo do STC em Rio Verde-GO são maiores que as de Kamuela-HI, pelo fato da existência da diferença entre temperatura e irradiância entre os locais, sendo as temperaturas de Rio Verde-GO mais altas que em Kamuela-HI.

As perdas por sujeira frontal, são normais em todos os sistemas fotovoltaicos, uma vez que, fatores como poeira, vento, e chuva, são influenciadores diretos quanto a sujidade dos módulos e consequentemente as perdas de energia.

5.4 Métricas para o primeiro ano

As tabelas 5 e 6, apresentam os valores das métricas para Kamuela (HI), e Rio Verde (GO). Em relação à energia anual produzida, destacou-se Kamuela (HI), produzindo 48.608 kWh/ ano, porém, mesmo ficando com a produção de energia anual abaixo da cidade havaiana (5,6%), a produção em Rio Verde (GO), apresentou um valor

com uma significância positiva. As diferenças na produção de energia em ambas as cidades, mesmo sendo relativamente poucas, podem ser justificadas pelas diferenças climáticas de cada região. Outro fator importante, são os meses de maior produção e a duração dos dias de cada mês em ambas as cidades são diferentes, interferindo no período de radiação direta nos painéis, o que consequentemente reflete na produção de energia.

Tabela 5 – Métrica para Kamuela (HI)

Métrica (Ano 1)	Valor
Energia Anual	48.608 kWh
Fator de capacidade	12,4%
Rendimento de energia	1.083 kWh/kW
Performance Ratio	50%

Fonte: Autor (2020)

Tabela 6 – Métrica para Rio Verde (GO)

Métrica (Ano 1)	Valor
Energia Anual	45.893 kWh
Fator de capacidade	11,3%
Rendimento de energia	993 kWh/kW
Performance Ratio	48%

Fonte: Autor (2020)

Para a cidade de Kamuela (HI), os meses com maior produção de energia foram, março, abril e julho, já para a cidade de Rio Verde (GO), foram janeiro, agosto e setembro. Segundo Weather Spark (2020), a média de duração dos dias nos meses de maior produção de energia em Kamuela, e Rio Verde, foram de 12:55 horas, e 11:57 horas respectivamente, ou seja, a cidade de havaiana, recebeu 01:30 horas de luz a mais nos meses de maior produção, em relação a cidade goiana, o que juntamente com outros fatores climáticos que influenciam na produção de energia fotovoltaica, pode ter causado essa diferença na produção de 2.715 kWh/ ano entre as duas cidades.

O fator de capacidade, o que segundo Macêdo (2006), é a energia gerada em um determinado período de tempo em relação a energia que poderia ser gerada na potencia

nominal na saída do inversor, também se apresentou maior em Kamuela (12,4%), quando comparado a Rio Verde (11,3%). Resultados semelhantes foram encontrados por Dolla et al. (2018), em um estudo feito no estado de Santa Catarina, onde elucida que a localização e a inclinação da placa, tem influência direta no fator de capacidade. No presente estudo, o relevo dos locais, as construções que rodeiam as placas e as limitações construtivas, podem ter influenciado no valor percentual do fator de capacidade.

O rendimento de energia para ambas as cidades Kamuela (1083 kWh/kW) e Rio Verde (993 kWh/kW), não apresentam grandes diferenças entre si. Valores semelhantes foram identificados em um estudo realizado por Sganzerla (2018), que aponta médias de rendimento de energia anuais que variam entre 1163 kWh/kW a 1115 kWh/kW.

A relação de desempenho ou performance ratio, que de acordo com Tonin (2016), é a razão que correlaciona a produção média e a produção esperada para os sistemas fotovoltaicos, para os sistemas tanto de Kamuela (50%) quanto para Rio Verde (48%), apresentaram-se relativamente baixas, uma vez que, a performance considerada ideal seria de 100%. Bicalho, Araújo e Cardoso (2018), encontrou resultados semelhantes em um estudo realizado em uma cidade no estado de Minas Gerais. Com isso, afirma que o baixo valor encontrado, pode ter inúmeras razões, uma vez que, além das perdas de joule e dos próprios equipamentos, a variável temperatura pode ter influenciado em tal desempenho.

Para Lin, Hwang e Lin (2013), em relação aos painéis fotovoltaicos, a temperatura apresenta-se como uma variável de extrema sensibilidade, visto que, quando existe uma elevada intensidade de radiação solar, o sistema consequentemente ficará mais próximo da corrente de potência máxima, no entanto, toda essa elevada radiação causa um aumento exponencial da temperatura, o que afeta diretamente a tensão e com isso o declínio da performance do sistema. Segundo Komoni et al. (2014), outro fator que influencia na performance dos painéis, é a inclinação das placas, onde estas devem sempre apontar para o hemisfério oposto; e a inclinação, que deve ser de acordo com a cidade em que o projeto se encontra.

É importante ressaltar, que todos os valores das métricas apresentados nas tabelas 5 e 6 foram positivamente maiores em Kamuela (HI), quando comparados aos de Rio Verde (GO), mesmo que esta significância não seja tão alta, tais informações levam a percepção de que existe uma viabilidade no projeto, que depende de vários fatores. Como o presente trabalho foi realizado em forma de modelagem, ou seja, foi duplicado o mesmo sistema já implantado e funcionando perfeitamente no Hawaii em uma cidade de Goiás,

cujo o clima, relevo, altitude, e outras variáveis que se fazem importante, para a produção de energia são significativamente diferentes, levanta-se a importância de enfatizar que a produção de energia fotovoltaica deve ser minuciosamente estudada antes de ser implantada em um determinado local.

A energia anual produzida apresentada nas figuras 5 e 6, foram satisfatórias, além disso, é importante enfatizar quanto aos ganhos ambientais que a produção de tal energia

proporciona. Segundo Abinee et al. (2012), a energia fotovoltaica é uma energia gerada de forma limpa, resultante de métodos que não agredem o meio ambiente, captando somente a energia dos raios solares que a natureza em si, oferece.

6 CONCLUSÃO

Mediante os dados resultantes da modelagem realizada no presente estudo, foi possível verificar um melhor desempenho dos painéis fotovoltaicos para a cidade de Kamuela (HI), quando comparado a cidade de Rio Verde (GO), mesmo que as diferenças sejam relativamente baixas. Durante a descrição dos resultados, foram citados e explicados todos os fatores que podem ter contribuído para a diferença no desempenho entre as duas cidades.

É importante lembrar que utilização da energia fotovoltaica é uma realidade no cenário mundial no presente e para o futuro, visto que, esta caracteriza-se como uma das principais formas de produção de energia limpa na atualidade. Os ganhos ambientais que a utilização da energia fotovoltaica proporciona, são de extrema relevância para um futuro sustentável. São muitas das vantagens que tal sistema proporciona, como sendo uma fonte de energia renovável, tem vida útil consideravelmente longa, pouca necessidade de manutenção.

O Brasil tem sido considerado um país em potencial para a produção de energia solar, visto que mais da metade da matriz energética brasileira é produzida através de energia hidráulica, torna-se altamente relevante diversificar esta fonte, o estado de Goiás estando no centro no país e com uma boa incidência de radiação em seu território, apresenta potenciais características para uma boa produção de energia solar.

É importante lembrar que o presente trabalho partiu de uma modelagem, entre dados de duas cidades com características climáticas e de relevo completamente diferentes e em países em diferentes hemisférios. Com isso, mesmo que a cidade de Rio Verde (GO), tenha apresentado menores valores relacionados a produção de energia fotovoltaica, não quer dizer que não seja uma cidade com potencial para implantação do sistema. Pelo contrário, os resultados demonstram que a região em que esta localizada a cidade de Rio Verde (GO), apresenta características climáticas favoráveis a implantação de sistemas fotovoltaicos.

REFERÊNCIAS

- Abinee - Associação Brasileira da Indústria Elétrica e Eletrônica, 2012. Propostas para Inserção da Energia Solar Fotovoltaica na Matriz Elétrica Brasileira. [S.l.: s.n.], pp. 1-176.
- Alcy M. Júnior; Karla G.S. Santana; Ane C. Macedo; Olívio C.S. Nascimento; Sergio B. Silva. Desempenho de sistemas FV de acordo com a inclinação e azimuth. Revista FotoVolt. ed.: No 8, 2017.
- Assunção, HD. Degradação de módulos fotovoltaicos de silício cristalino instalados no DEE–UFC. BS dissertation, 2014.
- Bacelar, TS. Características das condições ambientais no reservatório da UHE Sobradinho no contexto da geração fotovoltaica flutuante. 2019. Dissertação de Mestrado. Universidade Federal de Pernambuco.
- Belém, T. C. et al. Análise da Produção de 24 Meses de um Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede no Estado do Tocantins. In: Anais do VII Congresso Brasileiro de Energia Solar–CBENS, Gramado, RS, Brasil. 2018.
- Bicalho, MS.; Araujo, TP.; Cardoso, RB. Análise de Desempenho do Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede da Universidade Federal de Itajubá–Campus Itabira. Revista Brasileira de Energias Renováveis, v. 7, n. 1, 2018.
- Blair, Nate et al. System advisor model, sam 2014.1. 14: General description. National Renewable Energy Lab.(NREL), Golden, CO (United States), 2014.
- Campos, MS; Alcantara, LDS. Interpretação dos efeitos de tempo nublado e chuvoso sobre a radiação solar em Belém/PA para uso em sistemas fotovoltaicos. Revista Brasileira de Meteorologia, v. 31, n. 4, p. 570-579, 2016.
- Cardoso, MRD; Marcuzzo, FFN; Barros, JR. Classificação climática de Köppen-Geiger para o estado de Goiás e o Distrito Federal. Acta geográfica, v. 8, n. 16, p. 40-55, 2014.
- Carl, Caroline. Calculating solar photovoltaic potential on residential rooftops in Kailua Kona, Hawaii. University of Southern California, 2014.
- Carvalho, PSL; Mesquita, PPD; Rocio, MAR. A rota metalúrgica de produção de silício grau solar: uma oportunidade para a indústria brasileira?. BNDES Setorial, Rio de Janeiro, n. 40 , p. [205]-233, set. 2014.
- Dalri, AB et al. Caracterização técnica e desempenho hidráulico de quatro gotejadores autocompensantes utilizados no Brasil. Ciencia rural, v. 45, n. 8, p. 1439-1444, 2015.
- Dane, Felix et al. Cadernos Adenauer xv: Eficiência energética. 3. ed. [S. l.: s. n.], 2014.

- Dassi, Jonatan Antonio et al. Análise da viabilidade econômico-financeira da energia solar fotovoltaica em uma Instituição de Ensino Superior do Sul do Brasil. In: Anais do Congresso Brasileiro de Custos-ABC. 2015.
- Dolla, Ruany et al. Comparação de Desempenho de um Sistema Fotovoltaico composto por seis Tecnologias em Clima Tropical e Subtropical. 2018.
- Doughty, A. Hawaii The Big Island Revealed: The Ultimate Guidebook. Ed.:9ª. Wizard Publications INC, 2011.
- Ellabban, Omar & Abu-Rub, Haitham & Blaabjerg, F.. (2014). Renewable energy resources: Current status, future prospects and their enabling technology. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 39. 748-764. 10.1016/j.rser.2014.07.113.
- Fernandes, I. J. A. Novo sistema hidropónico aplicado à produção do tomate cereja (*Lycopersicon esculentum* var. Moscatel RZ). Dissertação (Mestrado em Bioquímica Aplicada)- Universidade da Madeira. Funchal, Portugal. P.9.2015.
- Figueiredo, G.; Almeida, M. P.; Manito, A. & Zilles, R. Alternativa De Baixo custo para imagens em eletroluminescência de módulos fotovoltaicos.. In: VII Congresso Brasileiro De Energia Solar 2018. [s.l: s.n.]
- Francisco, Ana Carolina Camargo et al. Influência de parâmetros meteorológicos na geração de energia em painéis fotovoltaicos: um caso de estudo do Smart Campus Facens, SP, Brasil. *Revista Brasileira de Gestão Urbana*, v. 11, 2019.
- Gasparin, F. P. et al. Statistical analysis of I-V curve parameters from photovoltaic modules. *Polymer Testing*, 2016. 30-38.
- Google Maps. Localização. 2021. Disponível em: <https://www.google.com/maps>. Acesso em: 06 abr. 2020.
- Henze, Norbert et al. A novel AC module with high-voltage panels in CIS technology. In: 23rd European PV Solar Energy Conference and Exhibition, Valencia, Spain. 2008.
- IEA - International Energy Agency. BIPV Design and Performance Modelling: Tools and Methods. 2019.
- Ikram Ullah, Mao Hanping, Zhang Chuan, Qaiser Javed & Ahmad Azeem (2017) Optimization of irrigation and nutrient concentration based on economic returns, substrates salt accumulation and water use efficiency for tomato in greenhouse, *Archives of Agronomy and Soil Science*, 63:12, 1748-1762, DOI: 10.1080/03650340.2017.1306641.

- Joost, S; Kalbermatten, M; Bonin, A. Spatial analysis method (SAM): a software tool combining molecular and environmental data to identify candidate loci for selection. *Molecular Ecology Resources*, v. 8, n. 5, p. 957-960, 2008.
- Koirala, B; Sahan, B; Henze, N. Study on MPP mismatch losses in photovoltaic applications. 24th European Photovoltaic Solar Energy Conference. Hamburg, p. 3727-3733. jul. 2009.
- Komoni, V.; et al.; "Performance Analysis of 3.9 kW Grid Connected Photovoltaic Systems in Kosovo". The fifth International Renewable Energy Congress IREC. Hammamet, Tunisia, 27 de Março de 2014.
- Lin, C. L.; Hwang, Y. C.; Lin, H. C.; "Study of the Efficiency Improvement in Power Generation from Photovoltaic". 17th International Conference on Computer Supported Cooperative Work in Design, IEEE, p. 509 -514, 2013.
- Loose, Luis H. et al. Evapotranspiração máxima e coeficiente de cultura da berinjela cultivada em estufa plástica. *Rev. bras. eng. agríc. ambient.*, Campina Grande, v. 18, n. 3, p. 250-257, Mar. 2014.
- Macêdo, Wilson Negrão. Análise do fator de dimensionamento do inversor (FDI) aplicado a sistemas fotovoltaicos conectados à rede (SFCCR). 2006. Tese de Doutorado. Universidade de São Paulo.
- Machado, C. T.; Miranda, F. S. Energia Solar Fotovoltaica: Uma Breve Revisão. *Rev. Virtual Quim.* 2015, 7 (1), 126-143.
- Montoya, Marco Antonio; PASQUAL, Cássia Aparecida. O uso setorial de energia renovável versus não renovável e as emissões de CO₂ na economia brasileira : um modelo insumo-produto híbrido para 53 setores. *Pesquisa e planejamento econômico*, p. 290-335, ago. 2015.
- Nascimento, Raphael & Alves, Geziele. (2017). Fontes alternativas e renováveis de energia no Brasil: métodos e benefícios ambientais. *Revista Univap*. 22. 274. 10.18066/revistaunivap.v22i40.713.
- Neves Gomes, A.; Gomes De Araujo, F.; Da Silva Silvano, L.; Ferreira Rodrigues, M.; De Oliveira Silvano, Z. Sistema de irrigação localizada automatizada. *Revista Mythos*, v. 12, n. 2, p. 94-101, 3 mar. 2020.
- Oliveira, M. C. C. et al. The causes and effects of degradation of encapsulant ethylene vinyl acetate copolymer (EVA) in crystalline silicon photovoltaic modules: A review, 2018. 2299-2317. PACKA, J. et al. Chosen diagnostic methods of photovoltaic modules. 2016 *Diagnostic of Electrical Machines and Insulating Systems in Electrical Engineering*

(DEMISEE). 2016. p. 29-33.

Pereira, Helisa Moreira Peixoto; MENDES, Luiz Fernando Rosa. Análise de rendimento do sistema de bombeamento de água por energia solar fotovoltaica para irrigação de um viveiro de mudas. *Vértices*, v. 21, n. 3, p. 63-494, set/dez. 2019.

Pinho, J. T.; Galdino, M. A. Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos. 2ª. ed. : CEPEL, 2014.

Prado, Giuliani & Nunes, Lillian & Tinos, Adriano. (2014). Avaliação técnica de dois tipos de emissores empregados na irrigação localizada. *Revista Brasileira de Agricultura Irrigada*. 8. 12-25. 10.7127/rbai.v8n100193.

Reisser Junior, C. Estufas: cultivo de tomate em estufa é opção interessante. *Campo & Negócios Hortifruti*, Uberlândia, n. 123, p. 36-39, ago. 2015.

Sganzerla, Lucas Marino Bianchessi. Análise dos índices de mérito de sistemas fotovoltaicos conectados à rede em Curitiba. 2018.

Silva, Aline Martins. Estudo e análise de desempenho de geradores fotovoltaicos distribuídos com vistas à avaliação de procedimentos para identificação de sinais de degradação e suas respectivas causas. 2019. 104 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) - Universidade Federal de Uberlândia, Uberlândia, 2019. Disponível em: <http://dx.doi.org/10.14393/ufu.di.2019.1292>.

Silva, Francisca Valdelice Pereira et al. Potencial de energia solar para a irrigação no município de Barbalha-CE. *Energia na agricultura*, v. 32, n. 1, p. 57-64, 2017.

Silva, Louise et al. Tendências climáticas na mesorregião da Mata Paraibana e sua influência na produção de energia fotovoltaica. *Enciclopédia Biosfera*, v. 15, n. 27, 2018.

Silva, Samuel et al. Qualidade da irrigação por gotejamento em cultivos consecutivos de cana-de-açúcar. *AGROPECUÁRIA CIENTÍFICA NO SEMIÁRIDO*, v. 11, n. 2, p. 01-08, 2015.

Souza, Arthur Costa de et al. Sistemas fotovoltaicos trifásicos com compensação de reativo, armazenamento interno de energia e inércia virtual. 2020.

Sreejon Das, W.M.A. Wan Daud. Retraction notice to: "Photocatalytic CO2 transformation into fuel: A review on advances in photocatalyst and photoreactor". *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. V.64. October 2016.p. 852.

Tolmasquim, M. T. Energia Renovável: Hidráulica, Biomassa, Eólica, Solar, Oceânica. 1ª. ed. Empresa de Pesquisa Energética, 2016.

Tonin, Fabianna Stumpf; URBANETZ JR, J. Caracterização de Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede Elétrica-SFVCR. Induscon, Curitiba, 2016.

TORRES, I.C.; TIBA, C.; BARBOSA, E.M.S. Análise de desempenho de um sistema

fotovoltaico conectado à rede elétrica, instalado em um escritório comercial. *Avances em Energias Renovables y Medio Ambiente*, Buenos Aires: v.19, p. 04.61-04.67, 2015.

Vinayagam, Arangarajan, Swarna, K.S.V., Khoo, Sui Yang, Oo, Aman Than and Stojcevski, Alex 2017, PV based microgrid with grid-support grid-forming inverter control-(simulation and analysis), *Smart grid and renewable energy*, vol. 08, no. 01, Article ID:73003, pp.1-30.

Venancio, D.F.V.; Santos , R.M.; Cassaro, S.; Pierro, P.C.C. A crise hídrica e sua contextualização mundial. *Enciclopédia Biosfera*. Centro Científico Conhecer - Goiânia, v.11 n.22; 2015.

Blasques L. C. M., Vale S. B., Cavalcante R. L. (2014) Avaliação de Desempenho do Primeiro SFCR instalado em Edificação Comercial na Cidade de Belém, Estado do Pará, após os primeiros 20 meses de Operação Monitorada. V Congresso Brasileiro de Energia Solar, Recife.

Souza, Maria Cristina Oliveira; CORAZZA, Rosana Icassatti. Do Protocolo de Kyoto ao Acordo de Paris: uma análise das mudanças no regime climático global a partir do estudo da evolução de perfis de emissões de gases de efeito estufa. *Desenvolvimento e Meio Ambiente*, Vol. 42, pp. 52-80, 2017.

ANEXOS

Dados utilizados no Sam para o Kamuela (HI)

Dados de localização e recursos

File ▾ Add ▾ untitled ▾

Photovoltaic, Commercial

Location and Resource

Module

Inverter

System Design

Shading and Layout

Losses

Grid Limits

Lifetime and Degradation

System Costs

Financial Parameters

Incentives

Electricity Rates

Electric Load

Simulate >

Parameters: Stochastic
P50 / P90 Macros

Solar Resource Library

The Solar Resource Library is a list of weather files on your computer. Choose a file from the library and verify the weather data information below.

The default library comes with only a few weather files to help you get started. Use the download tools below to build a library of locations you frequently model. Once you build your library, it is available for all of your work in SAM.

Filter: Name ▾

Name	Latitude	Longitude	Time zone	Elevation	Station ID	Source
phoenix_az_33.450495_-111.983688_psmv3_60_tmy	33.45	-111.98	-7	358	78208	NSRDB
tucson_az_32.116521_-110.933042_psmv3_60_tmy	32.13	-110.94	-7	773	67345	NSRDB
66-1330_52.198168_-105.131725_psmv3_60_tmy	52.21	-105.14	-6	565	307886	NSRDB
15720_20.01_-155.70_2018	20.01	-155.7	-10	722	15720	NSRDB
15720_20.01_-155.70_2019	20.01	-155.7	-10	722	15720	NSRDB
15720_20.01_-155.70_2018	20.01	-155.7	-10	722	15720	NSRDB

SAM scans the following folders on your computer for valid weather files and adds them to your Solar Resource library. To use weather files stored on your computer, click Add/Remove Weather File Folders and add folders containing valid weather files.

C:\Users\fabia\SAM Downloaded Weather Files
C:\Users\fabia\OneDrive\Documents\TCC2
C:\Users\fabia\OneDrive\Área de Trabalho\TCC\SAM TCC GRAFICOS

Add/remove weather file folders...
Refresh library

Download Weather Files

The NSRDB is a database of thousands of weather files that you can download and add to your solar resource library. Download a default typical-year (TMY) file for most long-term cash flow analyses, or choose files to download for single-year or P50/P90 analyses. See Help for details.

☒ One location ☐ Multiple locations ☐ Advanced download

Type a location name, street address, or lat/lon in decimal degrees Default TMY file

For locations not covered by the NSRDB, click here to go to the SAM website Weather Page for links to other data sources.

Weather Data Information

The following information describes the data in the highlighted weather file from the Solar Resource library above. This is the file SAM will use when you click Simulate.

Weather file: C:\Users\fabia\OneDrive\Documents\TCC2\15720_20.01_-155.70_2019.csv

Header Data from Weather File

Latitude: 20.01 DD Station ID: 15720
Longitude: -155.7 DD Data Source: NSRDB
Time zone: GMT -10

For NSRDB data, the latitude and longitude shown here from the weather file header are the coordinates of the NSRDB grid cell and may be different from the values in the file name, which are the coordinates of

Dados do módulo

File ▾ Add ▾ untitled ▾

Photovoltaic, Commercial

Location and Resource

Module

Inverter

System Design

Shading and Layout

Losses

Grid Limits

Lifetime and Degradation

System Costs

Financial Parameters

Incentives

Electricity Rates

Electric Load

Simulate >

Parameters: Stochastic
P50 / P90 Macros

CEC Performance Model with Module Database ▾

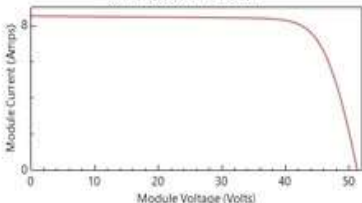
Filter: Name ▾

Name	Manufacturer	Technology	Bifacial	STC	PTC	A _s	Length	Width	N _s	L _{sc,ref}	V _{oc,ref}	I _{mp,ref}	V _{mp,ref}	alpha _p
SunPower SPR-X21-335-BLK-E-AC	SunPower	Mono-c-Si	0	335.205	313.5	1.63			96	6.23	67.9	5.85	57.3	0.00218
SunPower SPR-X21-335-C-AC	SunPower	Mono-c-Si	0	335.205	313.7	1.631	1.559	1.046	96	6.23	67.9	5.85	57.3	0.00249
SunPower SPR-X21-335-COM	SunPower	Mono-c-Si	0	335.205	313.5	1.63			96	6.23	67.9	5.85	57.3	0.00218
SunPower SPR-X21-335-COM-MLSD	SunPower	Mono-c-Si	0	335.205	313.5	1.63			96	6.23	67.9	5.85	57.3	0.00218
SunPower SPR-X21-335-D-AC	SunPower	Mono-c-Si	0	335.205	313.7	1.631	1.559	1.046	96	6.23	67.9	5.85	57.3	0.00249
SunPower SPR-X21-335-E-AC	SunPower	Mono-c-Si	0	335.205	313.7	1.63			96	6.23	67.9	5.85	57.3	0.00249
SunPower SPR-X22-335-BLK	SunPower	Mono-c-Si	0	335.205	313.5	1.631	1.559	1.046	96	6.23	67.9	5.85	57.3	0.00216
SunPower SPR-P17-340-COM	SunPower	Multi-c-Si	0	340	305.5	2.042	2.067	0.988	83	8.52	51.3	8	42.5	0.00144

Module Characteristics at Reference Conditions

Reference conditions: Total Irradiance = 1000 W/m², Cell temp = 25 °C

SunPower SPR-P17-340-COM



Nominal efficiency: 16.6503 %
Maximum power (P_{mp}): 340.000 Wdc
Max power voltage (V_{mp}): 42.5 Vdc
Max power current (I_{mp}): 8.0 Adc
Open circuit voltage (V_{oc}): 51.3 Vdc
Short circuit current (I_{sc}): 8.3 Adc

Temperature coefficients
-0.415 %/°C
-1.411 W/°C
-0.304 V/°C
0.017 %/°C
0.001 A/°C

Bifacial Specifications
☐ Module is bifacial
Transmission fraction: 0.013 0-1
Bifaciality: 0.65 0-1
Ground clearance height: 1 m

Temperature Correction
☒ Nominal operating cell temperature (NOCT) method
☐ Heat transfer method
See Help for more information about CEC cell temperature models.

NOCT Method Parameters
Mounting standoff: Ground or rack mounted
Array height: One story building height or lower

Transient Thermal Model Correction
Module unit mass: 11.092 kg/m²
The module unit mass is used for the transient thermal model, which is only applied for weather file time steps less than or equal to 20 minutes. The default value is 11 kg/m².

Dados do Inversor

File Add untitled

Photovoltaic, Commercial

Location and Resource

Module

Inverter

System Design

Shading and Layout

Losses

Grid Limits

Lifetime and Degradation

System Costs

Financial Parameters

Incentives

Electricity Rates

Electric Load

Simulate >

Parameters Stochastic

P50 / P90 Macros

Inverter CEC Database

Filter: Name

Name	P _{ac}	P _{dc}	P _{so}	P _{nt}	V _{ac}	V _{dcmax}	V _{dc}	Mp _{pt_high}	Mp _{pt_low}	CO
SMA America: STP12000TL-US-10 (480V)	12000	12273.922852	56.013401	3.600000	480	800	675	800	300	-7.064490e
SMA America: STP15000TL-US-10 (480V)	15000	15350.119141	52.128044	4.500000	480	800	675	800	300	-5.768237e
SMA America: STP20000TL-US-10 (480V)	20000	20474.806641	46.517708	6.000000	480	800	695	800	380	-6.346310e
SMA America: STP24000TL-US-10 (480V)	24060	24584.007813	46.893803	7.218000	480	800	712	800	450	-4.294234e
SMA America: STP30000TL-US-10 (480V)	30010	30592.273438	62.934330	9.003000	480	800	720	800	500	-3.554768e

Efficiency Curve and Characteristics

SMA America: STP30000TL-US-10 (480V)

Number of MPPT inputs: 1

CEC weighted efficiency: 98.278 %

European weighted efficiency: 98.157 %

Datasheet Parameters

Maximum AC power	30010 Wac
Maximum DC power	30592.3 Wdc
Power use during operation	62.9343 Wdc
Power use at night	9.003 Wac
Nominal AC voltage	480 Vac
Maximum DC voltage	800 Vdc
Maximum DC current	42.4893 Adc
Minimum MPPT DC voltage	500 Vdc
Nominal DC voltage	720 Vdc
Maximum MPPT DC voltage	800 Vdc

Sandia Coefficients

CO	-3.55477e-07	1/Wac
C1	-1.9e-05	1/Vdc
C2	-0.000345	1/Vdc
C3	-0.000308	1/Vdc

Note: If you are modeling a system with microinverters or DC power optimizers, see the Losses page to adjust the system losses accordingly.

CEC Information

CEC name: SMA America: STP30000TL-US-10 (480V)

CEC hybrid: empty

CEC type: Utility Interactive

CEC date: 10/15/2010

Inverter Temperature Derate Curves

Import...	V _{dc} (V)	T _{start} (C)	Slope(1/C)	T _{start} (C)	Slope(1/C)
Export...	800	28	-0.02	56	0
	600	52	-0.0375	60	0

POWER

Dados do alinhamento das placas

File Add untitled

Photovoltaic, Commercial

Location and Resource

Module

Inverter

System Design

Shading and Layout

Losses

Grid Limits

Lifetime and Degradation

System Costs

Financial Parameters

Incentives

Electricity Rates

Electric Load

Simulate >

Parameters Stochastic

P50 / P90 Macros

AC Sizing

Number of inverters: 2

DC to AC ratio: 0.75

Size the system using modules per string and strings in parallel inputs below.

☐ Estimate Subarray 1 configuration

Sizing Summary

Nameplate DC capacity	44.000 kWdc	Number of modules	132
Total AC capacity	60.020 kWac	Number of strings	4
Total inverter DC capacity	61.185 kWdc	Total module area	269.5 m ²

DC Sizing and Configuration

To model a system with one array, specify properties for Subarray 1 and disable Subarrays 2, 3, and 4. To model a system with up to four subarrays connected in parallel to a single bank of inverters, for each subarray, check Enable and specify a number of strings and other properties.

Electrical Configuration	Subarray 1	Subarray 2	Subarray 3	Subarray 4
	(always enabled)	☐ Enable	☐ Enable	☐ Enable
Modules per string in subarray	33			
Strings in parallel in subarray	4			
Number of modules in subarray	132			
String Voc at reference conditions (V)	1,692.9			
String Vmp at reference conditions (V)	1,402.5			

Tracking & Orientation

☒ Fixed

☐ 1 Axis

☐ 2 Axis

☐ Azimuth Axis

☐ Seasonal Tilt

☒ Tilt=latitude

Tilt (deg): 20

Azimuth (deg): 225

Ground coverage ratio (GCR): 0.3

Tracker rotation limit (deg): 45

Backtracking ☐ Enable

Ground coverage ratio is used (1) to determine when a one-axis tracking system will backtrack, (2) in self-shading calculations for fixed tilt or one-axis tracking systems.

SAM 2020.11.29: C:\Users\fabia\OneDrive\Área de Trabalho\TCC\SAM TCC GRAFICOS\GRAFICOS HAWAII.sam

File Add untitled Help

Photovoltaic, Commercial

Location and Resource

Module

Inverter

System Design

Shading and Layout

Losses

Grid Limits

Lifetime and Degradation

System Costs

Financial Parameters

Incentives

Electricity Rates

Electric Load

Simulate > Parameters Stochastic P50 / P90 Macros

DC Losses

DC losses apply to the electrical output of each subarray and account for losses not calculated by the module performance model.

Module mismatch (%)	2	2	2	2
Diodes and connections (%)	0.5	0.5	0.5	0.5
DC wiring (%)	2	2	2	2
Tracking error (%)	0	0	0	0
Nameplate (%)	0	0	0	0
DC power optimizer loss (%)	0	All four subarrays are subject to the same DC power optimizer loss.		
Total DC power loss (%)	4.440	4.440	4.440	4.440

Total DC power loss = $100\% \times (1 - \text{the product of } (1 - \text{loss}/100\%))$

-Default DC Losses

Apply default losses to replace DC losses for all subarrays with default values.

Apply default losses for:

AC Losses

AC losses apply to the electrical output of the inverter and account for losses not calculated by the inverter performance model.

AC wiring: 1 %

Transformer Losses

The transformer loss model is intended for distribution or substation transformers in large PV systems. Losses apply to the electrical output of the inverter and assume a power factor of 1. The transformer capacity is equal to the total inverter AC power rating.

Transformer no load loss: 0 % Transformer load loss: 0 %

Transmission Losses

Transmission losses apply to the system generated power output.

Transmission loss: 4 %

System Availability

System availability losses reduce the system output to represent system outages or other events. Availability losses may be applied either on the DC or AC side of the system.

DC Losses Edit losses... Constant loss: 0.0 % Hourly losses: None Custom periods: None

AC Losses Edit losses... Constant loss: 0.0 % Hourly losses: None Custom periods: None

Dados de Sombreamento e Disposição

File Add untitled Help

Photovoltaic, Commercial

Location and Resource

Module

Inverter

System Design

Shading and Layout

Losses

Grid Limits

Lifetime and Degradation

System Costs

Financial Parameters

Incentives

Electricity Rates

Electric Load

Simulate > Parameters Stochastic P50 / P90 Macros

External Shading

External shading is shading of beam and diffuse incident irradiance by nearby objects such as trees and buildings. Shading losses apply in addition to any soiling losses on the Losses page.

-3D Shade Calculator-

Automatically generate shade data from a drawing of the array and shading objects.

-Shade Loss Tables-

Edit and import shade data. Data may be entered by hand, imported from shade analysis software and devices, or generated by the 3D shade calculator.

Subarray 1 Subarray 2 Subarray 3 Subarray 4

Self Shading for Fixed Subarrays and One-axis Trackers

Self shading is shading of modules in the array by modules in a neighboring row.

Self shading:

Array Dimensions for Self Shading, Snow Losses, and Bifacial Modules

The product of number of modules along side and bottom and number of rows should be equal to the number of modules in subarray.

Module orientation	Portrait	Portrait	Portrait	Portrait
Number of modules along side of row	2	2	2	2
Number of modules along bottom of row	48	9	9	9

Calculated System Layout

Number of rows	1.375	0	0	0
Modules in subarray from System Design page	132	0	0	0
Length of side (m)	3.72634	3.72634	3.72634	3.72634
GCR from System Design page	0.3	0.3	0.3	0.3
Row spacing estimate (m)	12.4211	12.4211	12.4211	12.4211

Module aspect ratio: 1.7

Module length: 1.86317 m

Module width: 1.09598 m

Module area: 2.042 m²

row spacing = length of side - GCR

module orientation (portrait)

length of side

number of rows

number of modules along side

number of modules along bottom

Dados de perdas

File Add untitled

Photovoltaic, Commercial

Location and Resource

Module

Inverter

System Design

Shading and Layout

Losses

Grid Limits

Lifetime and Degradation

System Costs

Financial Parameters

Incentives

Electricity Rates

Electric Load

Simulate >

Parametrics Stochastic

PSO / P90 Macros

DC losses apply to the electrical output of each subarray and account for losses not calculated by the module performance model.

Module mismatch (%)	2	2	2	2
Diodes and connections (%)	0.5	0.5	0.5	0.5
DC wiring (%)	2	2	2	2
Tracking error (%)	0	0	0	0
Nameplate (%)	0	0	0	0
DC power optimizer loss (%)	0	All four subarrays are subject to the same DC power optimizer loss.		
Total DC power loss (%)	4.440	4.440	4.440	4.440

Total DC power loss = 100% * (1 - the product of (1 - loss/100%))

Default DC Losses

Apply default losses to replace DC losses for all subarrays with default values.

Apply default losses for: ☐ Central inverters ☐ Microinverters ☐ DC optimizers

AC Losses

AC losses apply to the electrical output of the inverter and account for losses not calculated by the inverter performance model.

AC wiring %

Transformer Losses

The transformer loss model is intended for distribution or substation transformers in large PV systems. Losses apply to the electrical output of the inverter and assume a power factor of 1. The transformer capacity is equal to the total inverter AC power rating.

Transformer no load loss % Transformer load loss %

Transmission Losses

Transmission losses apply to the system generated power output.

Transmission loss %

System Availability

System availability losses reduce the system output to represent system outages or other events. Availability losses may be applied either on the DC or AC side of the system.

DC Losses

Edit losses... Constant loss: 0.0 %
Hourly losses: None
Custom periods: None

AC Losses

Edit losses... Constant loss: 0.0 %
Hourly losses: None
Custom periods: None

DC optimizers

Power electronics minimize array losses.

	Central inverters	Microinverters	DC optimizers
Module mismatch	2	0	0
Diodes and connections	0.5	0.5	0.5
DC wiring	2	2	2
Tracking error	0	0	0
Nameplate	0	0	0
DC power optimizer loss	0	0	1

Dados de limites de rede

SAM 2020 11:29 C:\Users\fabian\OneDrive\Trabalho\TCC\SAM TCC GRAFICO\Gráficos para Rio Verde final.sam

File Add untitled Help

Photovoltaic, Commercial

Location and Resource

Module

Inverter

System Design

Shading and Layout

Losses

Grid Limits

Lifetime and Degradation

System Costs

Financial Parameters

Incentives

Electricity Rates

Electric Load

Simulate >

Parameters Stochastic P50 / P90 Macros

Direct Capital Costs

Module	133 units	0.3 kWdc/unit	46.2 kWdc	156.79 \$/unit	\$ 20,696.28
Inverter	2 units	30.0 kWac/unit	60.0 kWac	5,951.17 \$/unit	\$ 11,902.34
Balance of system equipment	0.00		0.00		\$ 0.00
Installation labor	0.00		0.00		\$ 0.00
Installer margin and overhead	0.00		0.00		\$ 0.00
Subtotal					\$ 32,598.62
Contingency				3 % of subtotal	\$ 977.96
Total direct cost					\$ 33,576.58

Indirect Capital Costs

	% of direct cost	\$/Wdc	\$
Permitting and environmental studies	0	0.00	\$ 0.00
Engineering and developer overhead	0	0.00	\$ 0.00
Grid interconnection	0	0.00	\$ 0.00

Land Costs

Land area	0.222 acres			
Land purchase	\$ 0/acre	0	0.00	\$ 0.00
Land prep. & transmission	\$ 0/acre	0	0.00	\$ 0.00

Sales Tax

Sales tax basis, percent of direct cost	0 %	Sales tax rate	0.0 %
			\$ 0.00

Total indirect cost \$ 0.00

Total Installed Cost

The total installed cost is the sum of the direct and indirect costs. Note that it does not include any financing costs from the Financial Parameters page.

Total installed cost \$ 33,576.58

Total installed cost per capacity \$ 0.73/Wdc

Operation and Maintenance Costs

First year cost	Escalation rate (above inflation)
Fixed annual cost 0 \$/yr	0 %

In Value mode, SAM applies both inflation and

Dados de tempo de vida e degradação

File Add untitled Help

Photovoltaic, Commercial

Location and Resource

Module

Inverter

System Design

Shading and Layout

Losses

Grid Limits

Lifetime and Degradation

System Costs

Financial Parameters

Incentives

Electricity Rates

Electric Load

Simulate >

Parameters Stochastic P50 / P90 Macros

Annual Degradation for Multi-year Simulation

Annual DC degradation rate 0.7 %/year

Applies to the photovoltaic array's DC output in each time step.

In Value mode, the degradation rate is compounded annually starting in Year 2. In Schedule mode, each year's rate applies to the Year 1 value. See Help for details.

Lifetime Daily Losses

☐ Enable lifetime daily DC losses Edit lifetime data...

☐ Enable lifetime daily AC losses Edit lifetime data...

Applies a daily loss to the DC output, AC output, or both over the analysis period. These inputs could be used to represent system outages or degradation.

Memory Saving Option for Sub-hourly Simulations

☒ Save all output variables over analysis period

If you are running sub-hourly simulations and experiencing display or memory problems on the Results page, clear the checkbox to reduce the number of variables displayed over the analysis period to a selection of key outputs. This will cause some output variables to appear on the Results page under "Hourly" instead of "Lifetime Hourly Data".

File Add untitled Help

Photovoltaic, Commercial

Location and Resource

Module

Inverter

System Design

Shading and Layout

Losses

Grid Limits

Lifetime and Degradation

System Costs

Financial Parameters

Incentives

Electricity Rates

Electric Load

Simulate >

Parameters Stochastic

PS0 / P90 Macros

Direct Capital Costs

Module	132 units	0.3 kWdc/unit	44.9 kWdc	110.00 \$/unit	\$ 14,520.00
Inverter	2 units	30.0 kWac/unit	60.0 kWac	4,423.62 \$/kWac	\$ 198,532,064.00
Balance of system equipment		0.00	0.00	0.00	\$ 0.00
Installation labor		0.00	0.00	0.00	\$ 0.00
Installer margin and overhead		0.00	0.00	0.00	\$ 0.00
					Subtotal \$ 198,546,592.00
Contingency				3 % of subtotal	\$ 5,956,397.50
					Total direct cost \$ 204,502,976.00

Indirect Capital Costs

	% of direct cost	\$/Wdc	\$	
Permitting and environmental studies	0	0.00	0.00	\$ 0.00
Engineering and developer overhead	0	0.00	0.00	\$ 0.00
Grid interconnection	0	0.00	0.00	\$ 0.00
Land Costs				
Land area	0.222 acres			
Land purchase	\$ 0/acre	0	0.00	\$ 0.00
Land prep. & transmission	\$ 0/acre	0	0.00	\$ 0.00
Sales Tax				
Sales tax basis, percent of direct cost	0 %			
Sales tax rate	0.0 %			\$ 0.00
				Total indirect cost \$ 0.00

Total Installed Cost

The total installed cost is the sum of the direct and indirect costs. Note that it does not include any financing costs from the Financial Parameters page.

Total installed cost \$ 204,502,976.00

Total installed cost per capacity \$ 4,556.66/Wdc

Operation and Maintenance Costs

	First year cost	Escalation rate (above inflation)
Fixed annual cost	0 \$/yr	0 %
		In Value mode, SAM applies both inflation and

Model Component	Model Input
Battery total size	60 MW DC
Battery size per container	5 MWh per 40-foot container
Number of containers	48 (if duration = 4 hours)
Li-ion battery price	\$209/kWh
Duration	0.5–4 hours
Battery central inverter price	\$0.07/W
Battery inverter size	2.5 MW per inverter
Number of inverters	24
Transformer price	\$28,000 per transformer
Transformer size	2.5 MW per step-up transformer
Number of transformers	24
Foundation	76,800 square feet
Installation labor	Non-union at rates from Bureau of Labor Statistics survey average by state (BLS 2018)
Sales tax	7.5%
EPC overhead (% of equipment and labor costs)	8.67% for equipment and material (except for transmission line costs); 23%–69% for labor costs: varies by labor activity
Developer overhead	3% of EPC cost
Land acquisition	\$250,000
Interconnection	\$0.03/W
Permitting	\$295,000 per system
Contingency	3% of EPC cost
EPC/developer net profit	5% of total installation cost (EPC + developer costs)

Custo do sistema

File ▾ Add untitle ▾ Help

Photovoltaic, Commercial

Location and Resource

Module

Inverter

System Design

Shading and Layout

Losses

Grid Limits

Lifetime and Degradation

System Costs

Financial Parameters

Incentives

Electricity Rates

Electric Load

Simulate ▸

Parameters Stochastic

P50 / P90 Macros

Project Term Debt

Debt percent: 100 %
 Loan term: 5 years
 Loan rate: 1.18 %/year

Net capital cost: 204,502,976.00 \$
 Debt: 204,502,976.00 \$
 WACC: 1.18 %

The weighted average cost of capital (WACC) is displayed for reference. SAM does not use the value for calculations.
 For a project with no debt, set the debt percent to zero.

Analysis Parameters

Analysis period: 25 years
 Inflation rate: 2.5 %/year
 Real discount rate: 6.4 %/year
 Nominal discount rate: 9.08 %/year

Project Tax and Insurance Rates

Federal income tax rate: 0 %/year
 State income tax rate: 0 %/year
 Sales tax: 0 % of total direct cost
 Insurance rate (annual): 0 % of installed cost

Property Tax

Assessed percentage: 100 % of installed cost
 Assessed value: 204,502,976.00 \$
 Annual decline: 0 %/year
 Property tax rate: 0 %/year

Salvage Value

Net salvage value: 10 % of installed cost
 End of analysis period value: 20,450,298 \$

Depreciation

Federal

☐ No depreciation
☒ 5-yr MACRS
☐ Straight line
☐ Custom

7 years
 Edit... percentages

State

☐ No depreciation
☒ 5-yr MACRS
☐ Straight line
☐ Custom

7 years
 Edit... percentages

The depreciable basis is the sum of total installed cost from the System Costs page and total construction financing cost from the Financing page, less the sum of investment-based incentives (IBI) and 50% of any investment tax credits (ITC).

Exemplo 2 – Financiamento Sem Entrada:

Investimento no Sistema Fotovoltaico: **R\$ 25.500,00**

Valor Financiado (100%): **25.500,00**

Prazo de Financiamento: **60 meses**

Taxa de Juros Santander: **1.18% ao mês**

Valor da Parcela Financiada: **R\$ 596,00**

Valor Excedente Desembolsado: R\$ 596,00 durante 60 meses, após esse período a economia é 100% do total gerado. Além disso quando a energia sobe esse valor diminui.

Incentivos

File ▾ Add untitle ▾ Help

Photovoltaic, Commercial

Location and Resource

Module

Inverter

System Design

Shading and Layout

Losses

Grid Limits

Lifetime and Degradation

System Costs

Financial Parameters

Incentives

Electricity Rates

Electric Load

Simulate ▸

Parameters Stochastic

P50 / P90 Macros

DSIRE Incentives Database

[Go to website.](#) The online Database of State Incentives for Renewables and Efficiency (DSIRE) contains detailed information for specific incentives in U.S. locations.

☒ Tax Credits

☒ Direct Cash Incentives

Taxas de eletricidade

File Add untitled Help

Photovoltaic, Commercial

Location and Resource

Module

Inverter

System Design

Shading and Layout

Losses

Grid Limits

Lifetime and Degradation

System Costs

Financial Parameters

Incentives

Electricity Rates

Electric Load

Simulate > Parameters Stochastic P50 / P90 Macros

OpenEI U.S. Utility Rate Database

Download rate structures for electric utility companies included in the OpenEI Utility Rate Database. After downloading a rate structure, compare the inputs below with a copy of the rate sheet to verify that the information is correct.

Search for rates... [Go to OpenEI Utility Rate Database website...](#)

Save / Load Rate Data

Save rate to file... Load rate from file...

Metering and Billing

☒ Net energy metering ☐ Net energy metering with \$ credits ☐ Net billing ☐ Net billing with carryover to next month ☒ Buy all / sell all

Compensation rate for net excess generation: 0 \$/Wh ☐ Roll over net excess compensation to future bills

Month for end of true-up period: Dec

☐ Use hourly (subhourly) sell rates instead of TOU rates

Hourly (subhourly) sell rates: Edit array... \$/Wh

☐ Use hourly (subhourly) buy rates instead of TOU rates

Hourly (subhourly) buy rates: Edit array... \$/Wh

Fixed Charge

Fixed monthly charge: 29.2 \$

Minimum Charges

Monthly minimum charge: 0 \$

Annual minimum charge: 0 \$

Annual Escalation

Electricity bill escalation rate: 0 %/yr

In Value mode, enter a rate in real terms because SAM applies both escalation and inflation to the total first-year electricity bill to calculate annual electricity bill in later years. In Schedule mode, enter rates in nominal terms because inflation does not apply. See Help for details.

Description and Applicability

The description and applicability information is for your reference. SAM does not use it in calculations. The information is from the Utility Rate Database, but may not correspond to the actual energy charge and demand charge data from the data description fields are editable, so you can change them to suit your needs.

Description

Utility:

Name: Hawaii Electric Light Co Inc

Source: <http://www.hawaiielectriclight.com/vcmcontent/FileScan/PDF/EnergyServices/Tariffs/HELCO/HELCORatesSchJ.pdf>

Start date: N/A End date: N/A

Carregamento de eletricidade

File Add untitled Help

Photovoltaic, Commercial

Location and Resource

Module

Inverter

System Design

Shading and Layout

Losses

Grid Limits

Lifetime and Degradation

System Costs

Financial Parameters

Incentives

Electricity Rates

Electric Load

Simulate > Parameters Stochastic P50 / P90 Macros

Input Time Series Load Data

Electric Load Data

Energy usage: Edit array... kW ☐ Normalize supplied load profile to monthly electricity bill data

Scaling factor (optional): 1

Monthly energy usage: Edit values... kWh

View load data...

Monthly Load Summary

	Energy (kWh)	Peak (kW)
Jan	16,628.66	22.43
Feb	15,073.63	22.43
Mar	16,688.66	22.43
Apr	16,150.32	22.43
May	16,688.66	22.43
Jun	16,150.32	22.43
Jul	16,688.66	22.43
Aug	16,688.66	22.43
Sep	16,150.32	22.43
Oct	16,688.66	22.43
Nov	16,150.32	22.43
Dec	16,688.66	22.43
Annual	196,495.56	22.43

Annual Adjustment

Load growth rate: 0 %/yr

In Value mode, the growth rate applies to the previous year's annual kWh load starting in Year 2. In Schedule mode, each year's rate applies to the Year 1 kWh value. See Help for details.

Dados utilizados no Sam para o Rio Verde (GO)

Dados de Localização

The screenshot shows the SAM Solar Resource Library interface. The left sidebar lists various system design parameters. The main area displays the 'Solar Resource Library' with a table of weather files. The selected file is '1847450_17.79_50.90_2019'. Below the table, the 'Download Weather Files' section shows the 'One location' radio button selected. The 'Weather Data Information' section displays the header data from the selected weather file.

Name	Latitude	Longitude	Time zone	Elevation	Station ID	Source
66-1330_53.198168_-105.131725_pwm3_60_tmy	52.21	-105.14	-6	565	307886	NSRDB
15720_2001_-155.70_2018	20.01	-155.7	-10	722	15720	NSRDB
15720_2001_-155.70_2019	20.01	-155.7	-10	722	15720	NSRDB
15720_2001_-155.7_tmy-2018	20.01	-155.7	0	722	15720	NSRDB
1847450_17.79_50.90_2019	-17.79	-50.9	-3	735	1847450	NSRDB

Download Weather Files

The NSRDB is a database of thousands of weather files that you can download and add to your solar resource library. Download a default typical-year (TMY) file for most long-term cash flow analyses, or choose files to download for single-year or P50/P90 analysis. See Help for details.

☒ One location ☐ Multiple locations ☐ Advanced download

Type a location name, street address, or latitude in decimal degrees

[For locations not covered by the NSRDB, click here to go to the SAM website Weather Page for links to other data sources.](#)

Weather Data Information

The following information describes the data in the highlighted weather file from the Solar Resource library above. This is the file SAM will use when you click Simulate.

Weather file:

Header Data from Weather File

Latitude	-17.79 DD	Station ID	1847450
Longitude	-50.9 DD	Data Source	NSRDB
Time zone	GMT -3		

For NSRDB data, the latitude and longitude shown here from the weather file header are the coordinates of the NSRDB grid cell and may be different from the values in the file name, which are the coordinates of

Design do Sistema

The screenshot shows the SAM System Design interface. The left sidebar lists various system design parameters. The main area displays the 'AC Sizing' and 'DC Sizing & Configuration' sections.

AC Sizing

Number of inverters:

DC to AC ratio:

Size the system using modules per string and strings in parallel inputs below.

☐ Estimate Subarray 1 configuration

Sizing Summary

Nameplate DC capacity	44.880 kWdc	Number of modules	132
Total AC capacity	60.020 kWac	Number of strings	4
Total inverter DC capacity	61.185 kWdc	Total module area	269.3 m ²

DC Sizing and Configuration

To model a system with one array, specify properties for Subarray 1 and disable Subarrays 2, 3, and 4. To model a system with up to four subarrays connected in parallel to a single bank of inverters, for each subarray, check Enable and specify a number of strings and other properties.

Electrical Configuration	Subarray 1	Subarray 2	Subarray 3	Subarray 4
	(always enabled)	☐ Enable	☐ Enable	☐ Enable
Modules per string in subarray	33			
Strings in parallel in subarray	4			
Number of modules in subarray	132			
String Voc at reference conditions (V)	1,692.9			
String Vmp at reference conditions (V)	1,402.5			

Tracking & Orientation

☒ Fixed ☐ 1 Axis ☐ 2 Axis ☐ Azimuth Axis ☐ Seasonal Tilt

☒ Tilt=latitude

Tilt (deg):

Azimuth (deg):

Ground coverage ratio (GCR):

Tracker rotation limit (deg):

Backtracking: ☐ Enable

Ground coverage ratio is used (1) to determine when a one-axis tracking system will backtrack, (2) in self-shading calculations for fixed tilt or one-axis tracking systems

Dados de Custos do sistema

File ▾ Add ▾ untitled ▾ Help

Photovoltaic, Commercial

Location and Resource

Module

Inverter

System Design

Shading and Layout

Losses

Grid Limits

Lifetime and Degradation

System Costs

Financial Parameters

Incentives

Electricity Rates

Electric Load

Simulate > Parameters Stochastic P50 / P90 Macros

Direct Capital Costs

Module	132 units	0.3 kWdc/unit	44.9 kWdc	862.38 \$/Unit	\$113,834.16
Inverter	2 units	30.0 kWac/unit	60.0 kWac	32,731.42 \$/Unit	\$65,462.84
Balance of system equipment		0.00	0.00	0.00	\$ 0.00
Installation labor		0.00	0.00	0.00	\$ 0.00
Installer margin and overhead		0.00	0.00	0.00	\$ 0.00
Subtotal					\$ 179,297.00

Contingency: 3 % of subtotal = \$ 5,378.91

Total direct cost = \$ 184,675.91

Indirect Capital Costs

	% of direct cost	\$/Wdc	\$
Permitting and environmental studies	0	0.00	\$ 0.00
Engineering and developer overhead	0	0.00	\$ 0.00
Grid interconnection	0	0.00	\$ 0.00

Land Costs

		\$/acre	\$
Land area	0.222 acres		
Land purchase	\$ 0/acre	0	\$ 0.00
Land prep. & transmission	\$ 0/acre	0	\$ 0.00

Sales Tax

Sales tax basis, percent of direct cost: 0 %

Sales tax rate: 0.0 %

Total indirect cost = \$ 0.00

Total Installed Cost

The total installed cost is the sum of the direct and indirect costs. Note that it does not include any financing costs from the Financial Parameters page.

Total installed cost = \$ 184,675.91

Total installed cost per capacity = \$ 4.11/Wdc

Operation and Maintenance Costs

First year cost: Fixed annual cost = 0 \$/yr

Escalation rate (above inflation): 0 %

In Value mode, SAM applies both inflation and escalation to the first-year cost to calculate...

Dados de cotação

File ▾ Add ▾ untitled ▾ Help

Photovoltaic, Commercial

Location and Resource

Module

Inverter

System Design

Shading and Layout

Losses

Grid Limits

Lifetime and Degradation

System Costs

Financial Parameters

Incentives

Electricity Rates

Electric Load

Simulate > Parameters Stochastic P50 / P90 Macros

OpenEI U.S. Utility Rate Database

Download rate structures for electric utility companies included in the OpenEI Utility Rate Database. After downloading a rate structure, compare the inputs below with a copy of the rate sheet to verify that the information is correct.

Search for rates... [Go to OpenEI Utility Rate Database website.](#)

Save / Load Rate Data

Save rate to file... Load rate from file...

Metering and Billing

☒ Net energy metering

Compensation rate for net excess generation: 0 \$/kWh ☐ Roll over net excess compensation to future bills

Month for end of true-up period: Dec

☐ Use hourly (subhourly) sell rates instead of TOU rates

Hourly (subhourly) sell rates: Edit array... \$/MWh

☐ Use hourly (subhourly) buy rates instead of TOU rates

Hourly (subhourly) buy rates: Edit array... \$/MWh

Fixed Charge

Fixed monthly charge: 15.48 \$

Minimum Charges

Monthly minimum charge: 0 \$

Annual minimum charge: 0 \$

Annual Escalation

Electricity bill escalation rate: 0 %/yr

In Value mode, enter a rate in real terms because SAM applies both escalation and inflation to the total first-year electricity bill to calculate annual electricity bill in later years. In Schedule mode, enter rates in nominal terms because inflation does not apply. See Help for details.

Description and Applicability

The description and applicability information is for your reference. SAM does not use it in calculations. The information is from the Utility Rate Database, but may not correspond to the actual energy charge and demand charge data from the data description fields are editable, so you can change them to suit your needs.

Description

Utility: Hawaii Electric Light Co Inc

Name: Hawaii Electric Light Co Inc

Source: <http://www.hawaiielectriclight.com/vcmcontent/FileScan/PDF/EnergyServices/Tamifu/HELCO/HELCORatesSchl.pdf>

Start date: N/A End date: N/A

SAM 2020.11.29: C:\Users\fabia\OneDrive\Área de Trabalho\TCC\SAM TCC GRAFICOS\Gráficos para Rio Verde final.sam

File Add **untitled** Help

Photovoltaic, Commercial

Location and Resource

Module

Inverter

System Design

Shading and Layout

Losses

Grid Limits

Lifetime and Degradation

System Costs

Financial Parameters

Incentives

Electricity Rates

Electric Load

Simulate >

Parameters Stochastic PS0 / P90 Macros

OpenEI U.S. Utility Rate Database

Download rate structures for electric utility companies included in the OpenEI Utility Rate Database. After downloading a rate structure, compare the inputs below with a copy of the rate sheet to verify that the information is correct.

Search for rates... [Go to OpenEI Utility Rate Database website...](#)

Save / Load Rate Data

Save rate to file... Load rate from file...

Metering and Billing

☒ Net energy metering
☐ Net energy metering with \$ credits
☐ Net billing
☐ Net billing with carryover to next month
☐ Buy all / sell all

Compensation rate for net excess generation: 0 \$/kWh ☐ Roll over net excess compensation to future bills

Month for end of true-up period: Dec

☐ Use hourly (subhourly) sell rates instead of TOU rates

Hourly (subhourly) sell rates: Edit array... \$/kWh

☐ Use hourly (subhourly) buy rates instead of TOU rates

Hourly (subhourly) buy rates: Edit array... \$/kWh

Fixed Charge

Fixed monthly charge: 2.81 \$

Minimum Charges

Monthly minimum charge: 0 \$

Annual minimum charge: 0 \$

Annual Escalation

Electricity bill escalation rate: 0 %/yr

In Value mode, enter a rate in real terms because SAM applies both escalation and inflation to the total first-year electricity bill to calculate annual electricity bill in later years. In Schedule mode, enter rates in nominal terms because inflation does not apply. See Help for details.

Description and Applicability

The description and applicability information is for your reference. SAM does not use it in calculations. The information is from the Utility Rate Database, but may not correspond to the actual energy charge and demand charge data from the data description fields are editable, so you can change them to suit your needs.

Description

Utility Name: Generic Commercial

Source:

Start date: End date:

SAM 2020.11.29: C:\Users\fabia\OneDrive\Área de Trabalho\TCC\SAM TCC GRAFICOS\Gráficos para Rio Verde final.sam

File Add **untitled** Help

Photovoltaic, Commercial

Location and Resource

Module

Inverter

System Design

Shading and Layout

Losses

Grid Limits

Lifetime and Degradation

System Costs

Financial Parameters

Incentives

Electricity Rates

Electric Load

Simulate >

Parameters Stochastic PS0 / P90 Macros

Energy Charges

Rates for Energy Charges

Import...	Period	Tier	Max. Usage	Max. Usage Units	Buy (\$/kWh)
1	1	1e+38	kWh	0.0022	
Export...	2	1	1e+38	kWh	0.1043

Copy

Paste

Number of entries: 2

Weekday

	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec
Jan	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Feb	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Mar	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Apr	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
May	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Jun	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Jul	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Aug	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Sep	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Oct	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Nov	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Dec	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1

Weekend

	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec
Jan	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Feb	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Mar	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Apr	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
May	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Jun	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Jul	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Aug	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Sep	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Oct	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Nov	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Dec	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1

Demand Charges

Rates for Demand Charges

[illegible]