

UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA MARIA
CENTRO DE CIÊNCIAS RURAIS
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM
ENGENHARIA AGRÍCOLA

Jhosefe Bruning

**ENERGIA FOTOVOLTAICA: ANÁLISE TÉCNICA E ECONÔMICA DE
SISTEMA AUTÔNOMO PARA IRRIGAÇÃO**

Santa Maria, RS

2022

Jhosefe Bruning

**ENERGIA FOTOVOLTAICA: ANÁLISE TÉCNICA E ECONÔMICA DE SISTEMA
AUTÔNOMO PARA IRRIGAÇÃO**

Tese apresentada ao Curso de Pós-Graduação em Engenharia Agrícola, Área de Concentração Engenharia de Água e Solo, da Universidade Federal de Santa Maria (UFSM, RS), como requisito parcial para obtenção do grau de **Doutor em Engenharia Agrícola.**

Orientador: Prof. Dr. Adroaldo Dias Robaina

Santa Maria, RS
2022

This study was financed in part by the Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior - Brasil (CAPES) - Finance Code 001

BRUNING, JOSEFE
ENERGIA FOTOVOLTAICA: ANÁLISE TÉCNICA E ECONÔMICA DE
SISTEMA AUTÔNOMO PARA IRRIGAÇÃO / JOSEFE BRUNING.- 2022.
100 p.; 30 cm

Orientador: Adroaldo Dias Robaina
Coorientadora: Marcia Xavier Peiter
Tese (doutorado) - Universidade Federal de Santa
Maria, Centro de Ciências Rurais, Programa de Pós
Graduação em Engenharia Agrícola, RS, 2022

1. Energia Solar fotovoltaica 2. Bombesmento 3.
Irrigação 4. Viabilidade Técnica 5. Viabilidade Econômica
I. Robaina, Adroaldo Dias II. Peiter, Marcia Xavier
III. Título.

Sistema de geração automática de ficha catalográfica da UFEM. Dados fornecidos pelo autor(a): SOB supervisão da Direção da Divisão de Processos Técnicos da Biblioteca Central. Bibliotecária responsável Paula Schoenfeldt Patta CHS 10/1728.

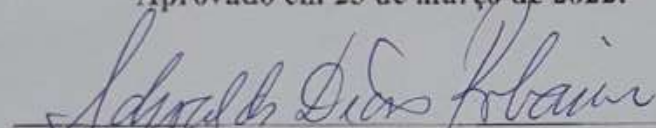
Declaro, JOSEFE BRUNING, para os devidos fins e sob as penas da lei, que a pesquisa constante neste trabalho de conclusão de curso (Tese) foi por mim elaborada e que as informações necessárias objeto de consulta em literatura e outras fontes estão devidamente referenciadas. Declaro, ainda, que este trabalho ou parte dele não foi apresentado anteriormente para obtenção de qualquer outro grau acadêmico, estando ciente de que a inveracidade da presente declaração poderá resultar na anulação da titulação pela Universidade, entre outras consequências legais.

Jhosefe Bruning

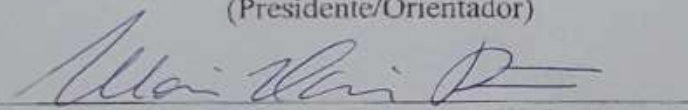
**ENERGIA FOTOVOLTAICA: ANÁLISE TÉCNICA E ECONÔMICA DE SISTEMA
AUTÔNOMO PARA IRRIGAÇÃO**

Tese apresentada ao Curso de Pós-Graduação
em Engenharia Agrícola, Área de Concentração
Engenharia de Água e Solo, da Universidade
Federal de Santa Maria (UFSM, RS), como
requisito parcial para obtenção do grau de
Doutor em Engenharia Agrícola.

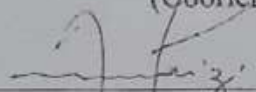
Aprovado em 25 de março de 2022:

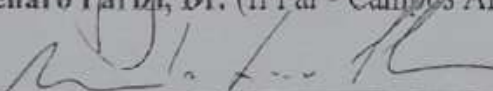

Adroaldo Dias Robaina, Dr. (UFSM) - Parecer

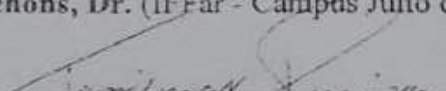
(Presidente/Orientador)

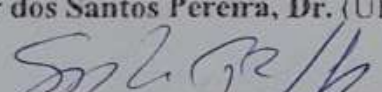

Marcia Xavier Peiter, Dr.^a (UFSM) - Parecer

(Coorientadora)


Ana Rita Costenaro Parizi, Dr.^a (IFFar - Campus Alegrete) - Parecer


Ricardo Luis Schons, Dr. (IFFar - Campus Julio de Castilho) - Parecer


Tonismar dos Santos Pereira, Dr. (UFPel) - Parecer


Sirlei Glasenapp, Dr.^a (UFSM) - Parecer

Santa Maria, RS

2022

Dedico esta pesquisa à minha família em especial aos meus pais Senildo e Cleusa

AGRADECIMENTOS

Agradeço primeiramente a Deus pela vida e por sempre iluminar meus caminhos.

À minha família: meu Pai, Senildo Bruning e minha Mãe, Cleusa Vanes Bruning pelo apoio, incentivo e base de vida em minha trajetória.

Aos professores Adroaldo Dias Robaina como orientador e à professora Marcia Xavier Peiter como coorientadora pela oportunidade, pelos ensinamentos, orientação, atenção, críticas, amizade, profissionalismo e paciência depositada.

À minha noiva e companheira amada Aline Munekata Gonçalves pelo cuidado, carinho, compreensão, incentivo e companheirismo, sempre dando forças para seguir em frente.

Ao meu irmão Eduardo Bruning pelo apreço, amizade, companherismos, carinho e apoio.

Aos meus amigos por sempre estarem me apoiando em todos as etapas da vida, também por todos os momentos de lazer, diversão e descontração.

A todos os colegas do laboratório de hidráulica e engenharia de irrigação da UFSM, por toda amizade, compreensão, amparo, dedicação, diversão e troca de conhecimentos.

À banca examinadora pelas considerações, correções, sugestões, disponibilidade de tempo e empenho na colaboração e julgamento do trabalho.

A Universidade Federal de Santa Maria (UFSM) e ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Agrícola (PPGEA) pela oportunidade e estrutura disponibilizada.

À Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior (CAPES) pela bolsa de estudos concedida.

Muito obrigado!

“Talvez não tenha conseguido fazer o melhor, mas lutei para que o melhor fosse feito. Não sou o que deveria ser, mas Graças a Deus, não sou o que era antes”.

(Martin Luther King)

RESUMO

ENERGIA FOTOVOLTAICA: ANÁLISE TÉCNICA E ECONÔMICA DE SISTEMA AUTÔNOMO PARA IRRIGAÇÃO

AUTOR: Jhosefe Bruning

ORIENTADOR: Adroaldo Dias Robaina

A utilização de fontes de energia renováveis tem sido vista como uma alternativa para reduzir os impactos ambientais. Associado a isso, as mudanças climáticas e a dependência de combustíveis fósseis fortalecem a geração de energia fotovoltaica que apresenta crescente expansão no setor energético como fonte sustentável. O Brasil apresenta elevado potencial para a utilização de energia fotovoltaica. O que possibilita o bombeamento de água por meio de energia solar uma alternativa atraente para irrigação, em vista do aumento dos custos com combustíveis e da escassez de eletricidade em diversas regiões. Diante disso, o presente trabalho tem como objetivo analisar a viabilidade técnica e econômica de sistemas de energia fotovoltaicos “off-grid” para acionamento de sistemas de bombeamento para irrigação. O estudo foi desenvolvido por meio de simulações de sistemas fotovoltaicos em operação autônoma, sem a utilização de baterias e sem outras fontes de energia, sendo adequados para fornecer energia para atender diferentes potências de acionamento de sistemas de bombeamento de água para irrigação por aspersão de pequeno porte, com potências de até 29,4 kW durante o dia. Para realizar os projetos fotovoltaicos foi feito o levantamento dos dados em relação a disponibilidade de recurso solar para geração de energia. Assim foram dimensionados diferentes sistemas de energia fotovoltaico off-grid, para atender as diferentes potências de acionamento, de maneira a fornecer o volume de água necessário durante as horas de sol. Posteriormente, foi realizada a análise da viabilidade econômica através dos cálculos dos principais índices econômicos com valor presente líquido, taxa interna de retorno, relação benefício/custo e índice de rentabilidade. Além dessa análise, também foi verificada economia de escala, custo nivelado de energia e análise de sensibilidade. Com isso, constatou-se que a irrigação com sistema de energia solar é uma alternativa viável, onde os sistemas fotovoltaicos off-grid sem armazenamento de energia são viáveis tecnicamente para atender sistemas com potências de até 15 cv. Além de uma alternativa economicamente viável, os projetos de geração de energia fotovoltaicos apresentaram custos crescentes em relação ao aumento da potência e o custo normalizado pela potência apresenta economia de escala. Em relação às potências utilizadas o custo nivelado de energia (CNE) demonstrou viabilidade. A análise de sensibilidade, retornou rentabilidade em relação a variação dos preços do produto e custos de implantação. Portanto, a utilização de sistemas de energia solar para irrigação em áreas com níveis de radiação disponíveis e adequados é uma alternativa viável, aumentando a sustentabilidade e lucratividade da agricultura irrigada.

Palavras-chave: Energia Renovável. Bombeamento Solar. Eficiência Energética. Off-Grid. Viabilidade.

ABSTRACT

PHOTOVOLTAIC ENERGY: TECHNICAL AND ECONOMIC ANALYSIS FOR OFF-GRID IRRIGATION SYSTEM

AUTHOR: Jhosefe Bruning
ADVISOR: Adroaldo Dias Robaina

The use of renewable energy sources has been seen as an alternative to reduce environmental impacts. Associated with this, climate change and dependence on fossil fuels strengthen photovoltaic energy generation, which has increasing expansion in the energy sector as a sustainable source. Brazil has high potential for the use of photovoltaic energy, including within agricultural production systems. What makes it possible solar water pumping an attractive option for irrigation in view of rising fuel costs and electricity shortages in many regions. Therefore, the present study objective to analyze the technical and economic feasibility of "off-grid" photovoltaic energy systems to drive pumping systems for irrigation. The study was developed through the simulations of photovoltaic systems in autonomous operation, without the use of batteries and without other energy sources, being suitable for supplying energy in order to meet different driving powers of water pumping systems for small sprinkler irrigation, with powers of up to 29.4 kW during the day. To the photovoltaic projects, data was collected regarding the availability of solar resources for energy generation. Thus, different off-grid photovoltaic energy systems were dimensioned, to meet the different driving powers, in order to supply the necessary volume of water during the sunny hours. Subsequently, the economic feasibility analysis was carried out through the calculation of the main economic indices with net present value, internal rate of return, benefit/cost ratio, profitability index and sensitivity analysis. With that, it was found that the irrigation with a solar energy system is a viable alternative, where stand-alone photovoltaic systems without energy storage are technically viable to serve systems with powers up to 15 hp. In addition to an economically viable alternative. The photovoltaic power generation projects presented increasing costs in relation to the increase in power and the cost normalized by the power presents economy of scale. In relation to the powers used, the levelized cost of energy (LCOE) demonstrated feasibility. The sensitivity analysis returned profitability in relation to price variation product and deployment costs. Therefore, the use of solar energy systems for irrigation in areas with available and levels of radiation is a viable alternative, increasing the sustainability and profitability of irrigated agriculture

Keywords: Renewable Energy. Solar Pumping. Energy Efficiency. Stand-alone. Viability.

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO.....	11
2	OBJETIVOS	13
2.1	GERAL	13
2.2	ESPECÍFICOS	13
3	REVISÃO DE LITERATURA	14
3.1	ENERGIA NA AGRICULTURA	14
3.2	FONTES ALTERNATIVAS DE ENERGIA	15
3.3	ENERGIA FOTOVOLTAICA	16
3.3.1	Sistemas de energia fotovoltaica	17
3.3.2	Sistema de energia fotovoltaico conectado à rede elétrica	18
3.3.3	Sistema de energia fotovoltaico isolado	19
3.3.4	Principais componentes do sistema fotovoltaico	21
3.4	BOMBEAMENTO DE AGUA COM ENERGIA SOLAR	25
3.5	O ÂNGULO DE INCLINAÇÃO	26
3.6	VIABILIDADE ECONÔMICA	27
3.6.1	Viabilidade do investimento.....	29
4	MATERIAIS E MÉTODOS	31
4.1	VIABILIDADE TÉCNICA PARA SISTEMA DE ENERGIA FOTOVOLTAICA OFF-GRID PARA IRRIGAÇÃO	31
4.1.1	Determinação da energia necessária	32
4.1.2	Potência necessária de geração	32
4.1.3	Energia produzida pelo módulo solar	33
4.1.4	Determinação do número de módulos	34
4.1.5	Inversor.....	36
4.1.6	Estimativa da geração de energia.....	37
4.1.7	Determinação dos custos	38
4.2	VIABILIDADE ECONÔMICA DA INSTALAÇÃO DO SISTEMA DE ENERGIA FOTOVOLTAICA	39
4.2.1	Valor presente Líquido (VPL):.....	40
4.2.2	Taxa Interna de Retorno (TIR):.....	40
4.2.3	A razão Benefício/Custo (B/C):	40
4.2.4	Índice de rentabilidade (IR):	41
4.3	ECONOMIA DE ESCALA	41
4.4	CUSTO NIVELADO DE ENERGIA	42
4.5	ANÁLISE DE SENSIBILIDADE	42
4.6	ANÁLISE ESTATÍSTICA	43
5	ARTIGO 1- TECHNICAL AND ECONOMIC FEASIBILITY OF OFF-GRID PHOTOVOLTAIC SYSTEM FOR IRRIGATION	44
6	ARTIGO 2 - ECONOMIC PERFORMANCE OF OFF-GRID PHOTOVOLTAIC SYSTEMS FOR IRRIGATION	64
7	DISCUSSÃO	84
8	CONCLUSÃO	90
9	REFERÊNCIAS.....	91

1 INTRODUÇÃO

As questões relacionadas com energia elétrica são consideradas desafios em todo o planeta. Um dos obstáculos é atender à crescente demanda de energia e proporcionar, ao mesmo tempo, o uso racional das fontes energéticas. Além disso, é necessário considerar os aspectos relativos à crescente dependência mundial por recursos energéticos bem como questões climáticas, poluição, impactos econômicos e ambientais decorrentes da utilização de combustíveis fósseis. Estes são fatores que estimulam a busca por novas formas de geração de eletricidade com baixa ou nenhuma emissão de gases por meio de investimento em energias renováveis, sendo este tema abordado em discussões e pesquisas em diferentes países (CAMELO et al., 2015; DA SILVA et al., 2017; LOWITZSCH et al., 2020).

Devido a essas considerações, a utilização da energia fotovoltaica possui um grande potencial, principalmente em áreas com elevado número de horas de luz solar. Assim, a utilização de sistemas de energia fotovoltaica vem despertando interesse para diversidade de atividades (LÓPEZ-LUQUE et al., 2015; RECA et al., 2016; WAZED et al., 2018).

O Brasil é um país que apresenta potencial de crescimento para a utilização de energia fotovoltaica em função da sua disponibilidade solar, uma vez que a menor radiação global média é de $4,25 \text{ kWh}\cdot\text{m}^{-2}\cdot\text{dia}^{-1}$ e a maior é de $6,25 \text{ kWh}\cdot\text{m}^{-2}\cdot\text{dia}^{-1}$ (DAL BEM et al., 2016; DOYLE et al., 2021), sendo estes valores superiores aos países que já utilizam este tipo de energia (SIMIONI e SCHAEFFER, 2019). Isso faz com que a utilização desta tecnologia nas atividades do meio rural se torne uma alternativa para proporcionar maiores rendimentos ao produtor, visto que, a energia elétrica e/ou combustíveis fósseis utilizados nas atividades representam grande parte dos custos de produção (DAS et al., 2017; NASIR, 2019). Além disso, os custos de investimento ligados à tecnificação da atividade agrícola, são questões que apresentam influência direta na rentabilidade e podem colocar em risco a atividade do setor.

Outras questões que vem na contramão desta modernização no meio rural, estão ligadas aos problemas encontrados nas linhas de transmissão. Onde, muitas vezes, verifica-se problemas como final de rede, defasagem entre fases, oscilação no fornecimento de energia e, até mesmo, a falta de rede elétrica em determinados locais.

Em áreas agrícolas com estes problemas, os sistemas de irrigação funcionam de forma deficitária, causando prejuízos. A irrigação é uma das práticas que apresentam crescente demanda de energia, seja por meio de combustíveis fósseis ou por eletricidade (MANTRI et al.,

2020). Nestes casos, existe a alternativa de acionamento do bombeamento com a utilização de sistemas fotovoltaicos off-grid.

O sistema fotovoltaico off-grid se caracteriza por não estar conectado à rede elétrica. Entretanto, ocorre a possibilidade da utilização do armazenamento de energia em baterias para posterior utilização. Já para sistemas de bombeamento de água, existe a possibilidade de utilizar sistemas de geração direta, que não necessita da utilização de armazenamento de energia em baterias. Assim o fornecimento de energia pelo sistema de geração ocorre de forma direta, ou seja, ocorre a geração e a energia já é utilizada pela fonte consumidora, enquanto houver radiação suficiente para o seu funcionamento.

A irrigação é uma técnica distinta da grande maioria utilizada em sistemas agrícolas. Sua necessidade de energia ocorre em momentos de alta demanda evaporativa da atmosfera, coincidindo com os períodos de pleno sol. Esta característica “sui generis” a habilita ao acionamento off-grid, uma vez que, em dias de sol normalmente são necessárias irrigações. Em dias nublados ou mesmo chuvosos o sistema usualmente permanece desligado.

Portanto, a utilização de sistemas fotovoltaicos off-grid é uma alternativa para irrigação. Sendo uma possibilidade sustentável ao meio ambiente, não necessitando de combustíveis fósseis e permitindo a implantação da agricultura irrigada em áreas sem redes de transmissão (REZK, 2016). Existem ainda, muitas dúvidas sobre a viabilidade financeira e econômica desta forma de acionamento, em função dos altos custos de investimentos.

Assim, é de interesse a realização de estudos referentes à análise da viabilidade econômica do uso de sistemas fotovoltaicos para irrigação, por meio de fatores de desempenho econômico. Estes estudos são de fundamental importância na tomada de decisão no momento de investir nesse tipo de projeto (PARDO et al., 2019). Estas análises podem favorecer a impulsão da utilização desta forma de acionamento e racionalizar futuros programas de sistemas fotovoltaicos para irrigação.

Em função disso, para que ocorra o desenvolvimento da tecnologia fotovoltaica no Brasil, além de investimento nos setores produtivos e planejamento governamental, é extremamente necessário o desenvolvimento de pesquisas para melhor domínio científico a respeito do tema.

2 OBJETIVOS

Diante das considerações apresentadas em relação aos fatores envolvidos na utilização da energia fotovoltaica em sistemas de bombeamento de água para irrigação o presente trabalho tem por objetivo:

2.1 GERAL

Analisar a viabilidade técnica e econômica de sistemas de energia fotovoltaicos “off-grid” para acionamento de bombeamento para irrigação.

2.2 ESPECÍFICOS

- a) Testar diferentes potências de acionamento do bombeamento por energia fotovoltaica e identificar os limites de funcionamento do sistema;
- b) Verificar os custos de investimento inicial e custo operacional (custo global do sistema) do acionamento fotovoltaico nas diferentes combinações testadas;
- c) Identificar as condições técnicas de funcionamento considerando as combinações para acionamento fotovoltaico de sistemas de irrigação testadas;
- d) Determinar a viabilidade econômico-financeira da geração de energia fotovoltaica para bombeamento de água para irrigação;
- e) Analisar o custo nivelado de energia do acionamento fotovoltaico em relação ao acionamento utilizando energia elétrica da rede;
- f) Identificar a existência de economia de escala dos sistemas fotovoltaicos com o aumento da potência de acionamento;
- g) Identificar o comportamento econômico dos sistemas fotovoltaicos por meio de análise de sensibilidade.

3 REVISÃO DE LITERATURA

Neste capítulo apresenta-se uma revisão de literatura sobre energia na agricultura voltada para sistema de bombeamento de água para irrigação, através de uma breve consideração em relação ao acionamento por fonte fotovoltaica de maneira técnica e econômica, a fim de, elucidar a situação das pesquisas realizadas e os conceitos e considerações existentes.

3.1 ENERGIA NA AGRICULTURA

A utilização da energia elétrica nos diversos setores se tornou uma das principais necessidades para realização das diferentes atividades na atual sociedade. Isso ocorre em função da crescente demanda por parte da população e da economia que implica no aumento do consumo de energia elétrica (PENNING et al., 2019). De acordo com estudo realizado por Khatib (2011) o autor demonstra que a necessidade de energia para atender a necessidade da população, deve chegar a um crescimento da geração de eletricidade de 75% entre os anos de 2008 e 2035.

Nas atividades dos produtores rurais isso é refletido, pela utilização nas operações na propriedade e pela utilização de novas tecnologias no meio rural. Desta forma, o aumento pela demanda de energia para o funcionamento é suprido pela utilização de fonte elétrica e ou a diesel, como é o caso da agricultura irrigada (ASSAD, 2016). Assim, tornando um fator relevante para o produtor, pois, os aumentos relacionados aos custos com energia, juntamente com os custos de investimento ligados à modernização, são questões que apresentam influência direta, que podem colocar em risco a rentabilidade dos produtores (LIMA et al., 2018).

Nos últimos anos, a modernização da irrigação, se deu com a substituição de sistemas gravimétricos por pressurizados, o que levou ao aumento da eficiência do uso da água e da terra, mas também proporcionou um aumento no consumo de energia (GARCÍA et al., 2014; TARJUELO et al., 2015). O uso de diferentes métodos que possibilitem melhorias aos sistemas de irrigação em relação ao consumo de energia elétrica pode ser utilizado, de forma efetiva, a beneficiar os produtores rurais de maneira a reduzir o consumo em suas propriedades (BRUNING, 2018).

Na atual sociedade a utilização dos recursos naturais de forma sustentável é cada vez mais discutido de maneira a buscar por alternativas para propor novas maneiras de

implementação das tecnologias existentes e também o desenvolvimento de novas tecnologias. Em busca disso, a matriz energética brasileira deve analisar, levando em consideração as alternativas eficientes e renováveis existentes para geração de energia.

Uma vez que a demanda por energias limpas e renováveis está em expansão, além de que a sociedade, cada vez, mais exige novas tecnologias de produção de energia limpa (KANNAN; VAKEESAN, 2016; ALI, 2018; RATHORE et al., 2018).

De maneira a obter um fornecimento adequado nas diversas regiões, reduzindo os problemas relacionados ao fornecimento e geração de energia elétrica, surge a necessidade da utilização de fontes de energias alternativas, que podem ser geradas nos próprios locais de utilização, solucionando as questões relacionadas à demanda do sistema de produção do país (SOUSA et al., 2019).

3.2 FONTES ALTERNATIVAS DE ENERGIA

O aumento significativo do consumo de energia elétrica requer investimentos em fontes alternativas para que a demanda seja atendida, uma vez que os recursos ambientais não renováveis estão cada vez mais escassos em função do esgotamento com o uso (GARCÍA et al., 2019). Além disso, a queima dos tradicionais combustíveis fósseis que apresentam alto potencial de desastre, causando vários problemas ambientais, como mudanças climáticas, poluição e aquecimento global (CORAM; KATZNER, 2018).

Diversas são as fontes de energia renováveis que podem ser utilizadas de maneira a proporcionar menor impacto ambiental, tais como: energia solar, eólica, hidrelétrica, biomassa entre outras fontes. Pois são consideradas fontes renováveis todas aquelas que por meios da sua utilização não causam o seu esgotamento (OWUSU; ASUMADU-SARKODIE, 2016).

De acordo com Villalva (2015), as fontes de energia renováveis proporcionam diversos benefícios em questões ambientais, além disso, incentivam o desenvolvimento tecnológico e favorece de forma benéfica o desenvolvimento econômico de forma direta e indireta. Segundo Borges et al. (2016), o aumento da participação de energias renováveis na matriz elétrica mundial apresentou um crescimento de 600% desde 2004, tendo como as principais fontes solar e eólica.

A energia solar pode ser considerada uma opção para utilização, pois é uma fonte de energia renovável presente nas mais diversas regiões do mundo (PANWAR, KAUSHIK; KOTHARI, 2011), além disso, o uso da mesma não causa impacto prejudicial no ecossistema

e também não proporciona interferência no equilíbrio natural do meio onde é instalado o sistema.

3.3 ENERGIA FOTOVOLTAICA

A geração de energia solar fotovoltaica é definida por meio da conversão direta da radiação solar em eletricidade. Isto ocorre através das células fotovoltaicas que atuam utilizando o princípio do efeito fotoelétrico ou fotovoltaico (ALMEIDA et al., 2015).

A energia solar fotovoltaica está em uma crescente ascensão nos últimos anos em relação as demais fontes de energia. Muito se deve ao fato deste tipo de sistema ter o seu custo de aquisição e implantação reduzido com o passar do tempo em função da evolução tecnológica e também pela demanda (NIAJALILI et al., 2017).

As grandes vantagens da utilização da tecnologia fotovoltaica, são de proporcionar redução dos custos operacionais de bombeamento de água para o sistema além dos benefícios ambientais associados (WETTSTEIN et al., 2017; PARDO-PICAZO; JUAREZ; MARQUEZ, 2018; WAZED et al., 2018).

Nos últimos anos a utilização de sistemas solares estão em diferentes regiões devido aos altos níveis de radiação. Isso se justifica em função do aumento dos preços do petróleo que tornou o uso deste tipo de tecnologia mais cara e o constante aumento das tarifas com energia elétricas. Tornando assim, a utilização de sistemas solares mais atraente por parte de técnicos e usuários (CLOSAS; RAP, 2017; PARDO et al., 2019).

Em locais com grande potencial energético solar, a utilização da energia elétrica gerada por sistemas fotovoltaicos é uma alternativa tecnológica que possibilita mudança significativa para melhoria da atividade econômica local. Podendo ser aproveitada a energia solar fotovoltaica para diversas aplicações na agricultura (GORJIAN et al., 2021; KUMAR et al., 2020).

O Brasil se destaca por apresentar uma grande área geográfica com condições favoráveis, com elevado potencial de captação de energia solar e aproveitamento energético em função das altas taxas de radiação uma vez que está situado entre os Trópicos de Câncer e Capricórnio com grau de incidência dos raios solares quase perpendicular (DIAS et al., 2017).

As regiões com a menor radiação solar global do Brasil, indicam valores de radiação superiores aos da maioria dos países da União Europeia, como Alemanha, França e Espanha,

onde projetos de energia solar, são amplamente disseminados (VILLALVA, 2015; MENEZES et al., 2018).

Fatores estes que proporcionam o Brasil ser um país com potencial para a produção de energia solar. Além disso, a existência de reservas de quartzo que podem gerar vantagens competitivas para a produção de silício, um componente das células fotovoltaicas. Esses aspectos podem favorecer a abertura para a utilização da tecnologia fotovoltaica na diversificação da matriz de energia elétrica (FARIA Jr et al., 2017; FERREIRA et al., 2018; GARLET et al., 2019).

Mesmo com o enorme potencial fotovoltaico do Brasil, a participação da energia solar fotovoltaica na matriz energética brasileira é ainda pequena (ANEEL, 2014; FARIA Jr et al., 2017), segundo ABSOLAR- 2020 esta energia representa 1,7% da matriz elétrica do Brasil.

Isto se deve as barreiras técnicas, econômicas e regulatórias impostas ao setor. Todavia, a inserção da energia fotovoltaica na matriz permitirá ampliar a oferta de energia elétrica, produzindo eletricidade a um custo muito competitivo, reduzindo a conta do consumidor. Sendo assim, o sistema fotovoltaico surge como uma alternativa que converte energia solar em energia elétrica, onde estima-se que a quantidade de energia solar que incide sobre a superfície da terra seja da ordem de 10 mil vezes o consumo energético mundial (ANEEL, 2005). A popularização desta forma de geração de energia deve-se as inúmeras vantagens que ela oferece, tanto do ponto de vista ambiental quanto do ponto de vista operacional.

Um exemplo semelhante ao Brasil ocorre nas áreas do Mediterrâneo, onde o clima desta região é caracterizado pelo elevado número de horas de luz solar, favorecendo assim utilização de energia fotovoltaica. Por esta razão, a irrigação de muitas culturas nestas áreas com sistemas de energia fotovoltaica está ganhando cada vez mais interesse (LÓPEZ LUQUE et al., 2015).

3.3.1 Sistemas de energia fotovoltaica

Os sistemas fotovoltaicos são constituídos basicamente por conjuntos de painéis fotovoltaicos, controlador de carga e inversores. Assim, os sistemas de energia solar são divididos em dois grandes grupos, sistemas conectados à rede (on-grid) e sistemas isolados ou não conectados à rede elétrica (off-grid). Em ambas as situações, os sistemas podem operar apenas com a fonte fotovoltaica ou combinados com diferentes fontes de energia, assim são chamados de sistemas híbridos. A utilização de cada uma dessas opções depende da aplicação e/ou da disponibilidade dos recursos energéticos (FERREIRA et al., 2018).

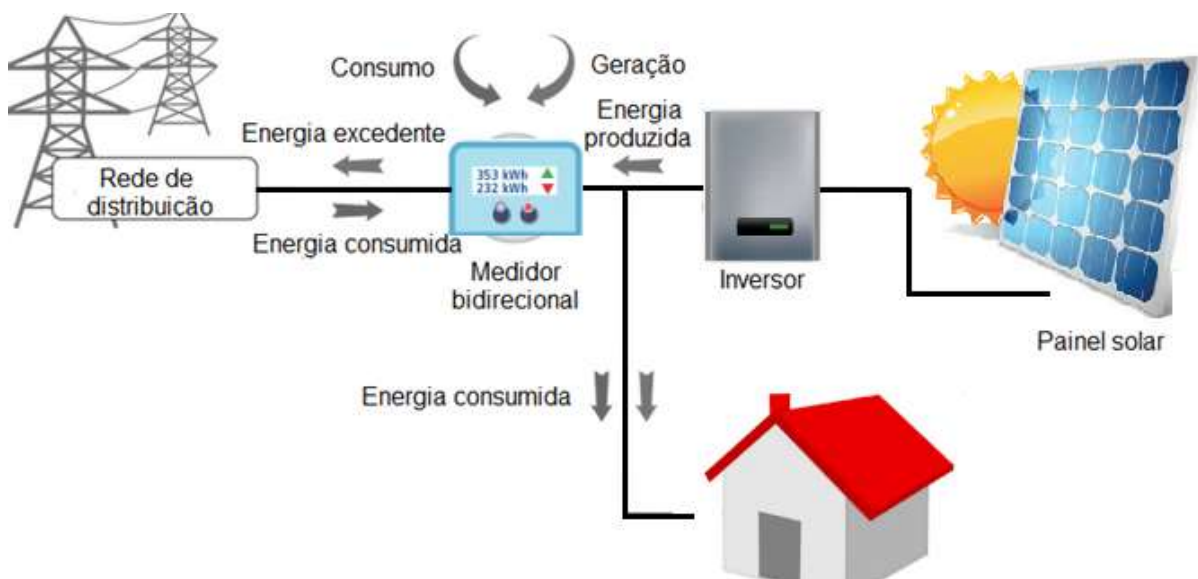
3.3.2 Sistema de energia fotovoltaico conectado à rede elétrica

O sistema on-grid tem como principal característica estar interligado/conectado à rede elétrica. A utilização deste tipo de sistema tem como principal vantagem que toda energia gerada em excesso pode ser injetada na rede elétrica local, não necessitando de sistemas de armazenamento. Gerando créditos para o consumidor tornando o sistema mais eficiente e garantindo que toda a energia produzida seja utilizada (OBI; BASS, 2016).

O princípio de funcionamento de um sistema on-grid é dividido da seguinte maneira: primeiro a radiação solar incide sobre os painéis solares, gerando uma corrente contínua (CC). Logo após, esta CC é injetada em um inversor, o qual transforma a corrente CC em corrente alternada (CA) ficando disponível para a sua utilização, sendo o excedente disponibilizado para a rede gerando assim crédito de energia com validade de até 5 anos para o seu uso.

Em função disso, é indispensável que se utilize um inversor para atender as exigências de qualidade e segurança, para evitar a degradação da qualidade do sistema elétrico ao qual se interliga o gerador fotovoltaico. A partir disso, a energia é distribuída para o consumo e o restante é injetado na rede pública, que passará pelo medidor bidirecional que quantificam as entradas e saídas do consumidor, gerando créditos para o consumidor (PENNING et al., 2019). Conforme está apresentado no esquema de funcionamento na Figura 1.

Figura 1- Esquema de funcionamento de um sistema on-grid



Fonte: (adaptado pelo autor)

Em sistema de irrigação, este tipo de sistema fotovoltaico apresenta benefícios como: disponibilizar o excesso de eletricidade na rede quando a geração for maior que a demanda, ou quando ocorre geração e o sistema de irrigação não está em funcionamento. Isso só é possível quando se tem acesso à rede elétrica (ABU-ALIGAH, 2011). Além disso, os sistemas ligados a rede permitem o funcionamento da irrigação durante períodos de menor radiação solar, possibilitando alterar o tamanho do sistema de bombeamento (D'AMICO et al., 2016).

3.3.3 Sistema de energia fotovoltaico isolado

Os sistemas de energia fotovoltaico isolados (off-grid) se caracterizam por não estarem conectados à rede elétrica. Normalmente são mais utilizados em regiões onde não há disponibilidade ou abastecimento da rede elétrica (FERREIRA et al., 2018).

O sistema gerador de energia é dimensionado para atender a um determinado consumo de energia elétrica, sendo assim, é fundamental estimar a demanda energética com precisão para que o sistema projetado produza a energia necessária. Este tipo de sistema pode atuar de duas formas distintas sendo com ou sem armazenamento de energia.

Em uma das opções, a energia produzida pode ser armazenada em banco de baterias para posterior utilização, ou também para armazenar o excedente de energia gerado pelo sistema, assim as baterias são responsáveis pelo abastecimento em períodos sem luz solar, gerando maior confiabilidade no sistema, permitindo-o operar mesmo em condições de baixa radiação. Entretanto este sistema se torna mais caro, comparado a outros sistemas de energia fotovoltaica.

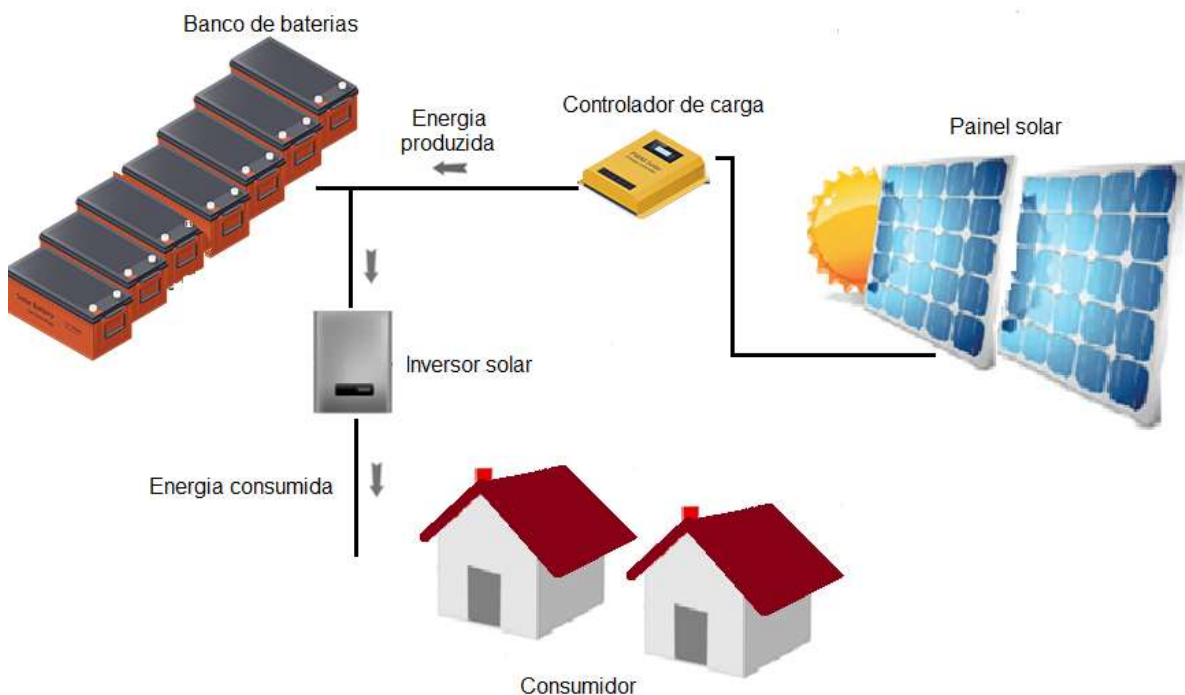
Além disso, a manutenção desse tipo de sistema também é maior (SEM; BHATTACHARYYA, 2014). O uso de baterias apresenta aumento nos custos de investimento do sistema, o espaço físico necessário para acomodação das baterias e as preocupações ambientais.

Segundo Guzmán et al. (2018), a utilização de baterias não é recomendada, pois seu ciclo de vida é reduzido quando comparado com os demais equipamentos do sistema. Além disso, em função da irrigação ser sazonal resulta em uma redução no ciclo de vida das baterias devido aos períodos de longo prazo sem uso.

Outra questão é que as baterias aumentam o custo de capital e operacional, e o descarte final das baterias pode produzir alto impacto ambiental (RECA et al., 2016). Diante disso, os sistemas sem baterias se tornam mais baratos e requerem menor manutenção.

O sistema off-grid é composto basicamente por painéis solares, controladores de carga, baterias e inversores. Assim, o funcionamento do sistema ocorre de tal forma: o painel solar recebe a luz solar que é transformada em tensão DC (tensão contínua), que é injetada no controlador de carga, carrega o banco de baterias e, ao mesmo tempo, passa pelo inversor que transforma DC/AC (tensão contínua/tensão alternada) para ser utilizada. Isso ocorre quando há radiação solar, caso contrário (ausência de radiação solar) a energia é buscada diretamente no banco de baterias. Conforme está apresentado no esquema de funcionamento apresentado na Figura 2.

Figura 2 - Esquema de funcionamento de um sistema off-grid com baterias

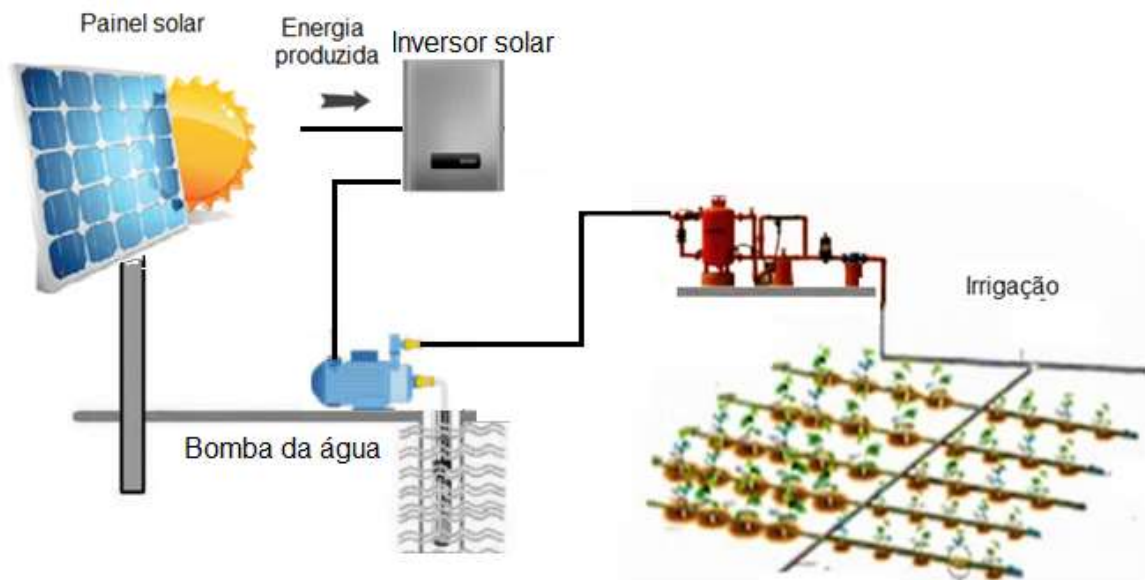


Fonte: (adaptado pelo autor)

Para sistemas de bombeamento de água, outra opção para sistemas de irrigação podem ser exemplos de sistemas isolados sem armazenamento, quando toda a água bombeada é imediatamente utilizada durante o fornecimento de energia solar suficiente para o

funcionamento do sistema de bombeamento, conforme está apresentado no esquema de funcionamento na Figura 3.

Figura 3 - Esquema de funcionamento de um sistema off-grid sem baterias



Fonte: (adaptado pelo autor)

Atualmente, este tipo de sistema, fora da rede, está se tornando um campo ativo de pesquisa para a eletrificação rural (YAHYAOUUI et al., 2014). Estes sistemas podem ser uma alternativa para regiões remotas e de difícil acessibilidade à rede elétrica (PIECHOCKI et al., 2018; TODDE et al., 2019).

3.3.4 Principais componentes do sistema fotovoltaico

Um Sistema fotovoltaico é constituído pela parte geradora de energia, parte de condicionamento de potência e, opcionalmente, parte de armazenamento. A parte geradora é constituída por módulos fotovoltaicos, onde podem ser ligados com diferentes associações, o cabeamento elétrico que os interliga e a estrutura de suporte. A parte de condicionamento de potência pode ter inversores, controladores de carga (se houver armazenamento) e outros dispositivos de proteção, supervisão e controle. E por fim a parte de armazenamento que é

constituído por acumuladores elétricos (baterias) e/ou outras formas de armazenamento (GOPAL et al., 2013; PINTO; GALDINO, 2014).

Os painéis, módulos ou placas são conceitos utilizados para demonstrar um conjunto de células fotovoltaicas agrupadas, pois uma única célula produz pouca energia, entretanto, um conjunto de células conectadas em série resultará em um equipamento com tensões maiores.

A respeito das células fotovoltaicas, atualmente existem diversas tecnologias que estão sendo empregadas para a fabricação de módulos. As tecnologias amplamente utilizadas no mercado são as seguintes: Silício monocristalinos, policristalino e filmes finos, dentro da última se divide em silício amorfo, microcristalino, células híbridas, célula de telureto de cádmio e CIGS. As principais diferenças entre as tecnologias estão vinculadas com a eficiência de conversão de energia solar em eletricidade (PINTO; GALDINO, 2014).

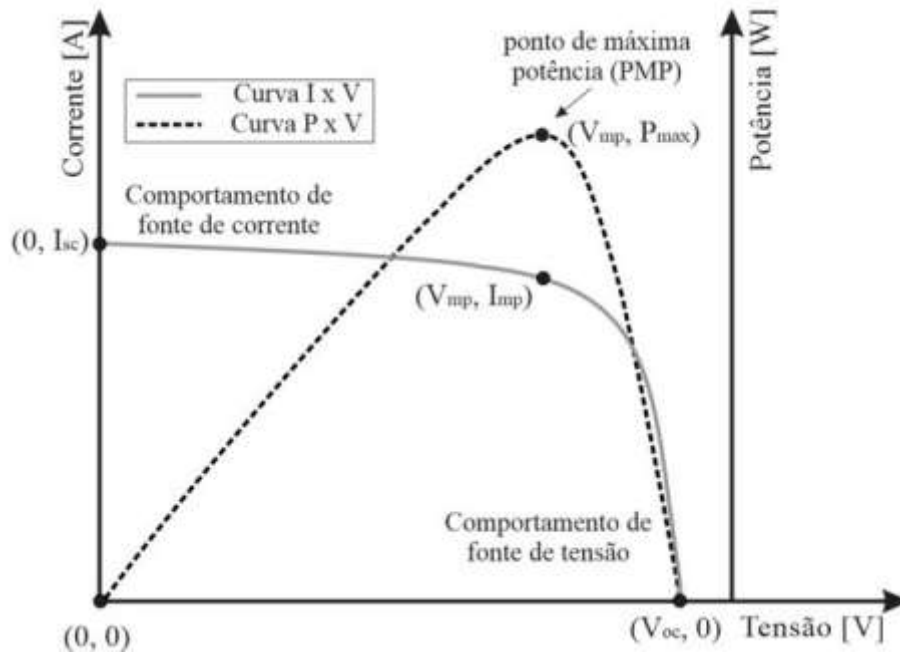
Além disso, a capacidade de geração de energia dos módulos é diretamente proporcional à luminosidade incidente e inversamente proporcional à temperatura, em temperaturas mais baixas as tensões são maiores e em temperaturas mais altas as tensões são menores (VILLALVA; GAZOLI, 2012; VILLALVA, 2015).

Os módulos apresentam importantes características elétricas que devem ser analisadas para a sua correta utilização tais como:

Corrente de curto-circuito - I_{SC} (ampères-A) é o valor máximo da corrente de carga, portanto, é a máxima corrente que o módulo pode gerar por efeito fotovoltaico; Tensão de circuito aberto - V_{OC} (volts - V) é o máximo valor da tensão nos terminais do módulo fotovoltaico, quando nenhuma carga está conectada a ele; Tensão de máxima potência (V_{max}): é a tensão que corresponde o ponto de máxima potência, conforme as curvas I-V e P-V (Figura 4); Corrente de máxima potência (I_{max}) é a corrente correspondente ao ponto de máxima potência; Potência de pico ou máxima potência (P_{MP}) é o ponto na curva I-V onde a potência máxima pode ser alcançada, este ponto corresponde ao produto da corrente de potência máxima I_{MP} pela tensão de potência máxima V_{MP} .

Estas características elétricas que estão presentes em catálogos comerciais conforme a Figura 4.

Figura 4— Curva característica de um painel fotovoltaico



Fonte: (VILLALVA, 2015)

Além das características já citadas temos também a Eficiência do módulo η (%) que é o valor padronizado de acordo com critérios de laboratórios credenciados, no caso do Brasil pelo Inmetro, muitas vezes o fabricante não disponibiliza esta informação, entretanto pode ser determinada pela Equação 1.

$$\eta_p = P_{MAX}/A_p * 1000 \quad (1)$$

onde, P_{MAX} é a potência máxima ou de pico do módulo (W); A_p é a área do módulo (m^2); 1000 corresponde a taxa de 1000 W.m^{-2} em STC

Assim como a temperatura normal de operação (NOCT) é a temperatura de operação normal da célula devido o módulo trabalhar exposto ao sol, medida com 800 W.m^{-2} de potência luminosa incidente total, temperatura ambiente de $20 \text{ }^\circ\text{C}$ e vento de 1m.s^{-1} ; Fator de forma (FF) é a relação entre a potência no MPP é o produto da corrente de curto-circuito vezes a tensão de circuito aberto. Valores usuais para células solares ficam entre 70% e 80%. Esta é uma grandeza que expressa quando a curva característica se aproxima de um retângulo no diagrama I-V.

Os conjuntos de módulos podem ser conectados em sistemas em série e ou em sistemas em paralelo. Assim, para atender a demanda necessária, vários módulos podem ser conectados

em série (strings) e em paralelos para se obter tensões e correntes desejadas, adequadas a cada tipo de aplicação (REHMAN et al., 2007).

Sistemas em série são utilizados para obter um aumento de tensão por meio da soma das tensões dos módulos e a corrente que circula no conjunto é a mesma em todos os módulos, já os sistemas ligados em paralelo a tensão de saída do conjunto é a mesma fornecida por um único módulo, e a corrente fornecida é a soma das correntes de todos os módulos conectados (VILLALVA, 2015). Além disso, pode ser feito em um mesmo sistema a conexão dos módulos em série e paralelo. Além disso, o posicionamento dos módulos solares é um problema que está ligado diretamente com o melhor aproveitamento dos sistemas em função do ângulo de inclinação.

As baterias são unidades de armazenamento de energia que permitem gerar maior confiabilidade ao sistema, permitindo operar em condições de baixa radiação. A utilização de baterias ou banco de baterias tem por objetivo armazenar o excedente de energia que foi gerada para atender períodos de pico e/ou as horas sem luz solar. Além de armazenar energia, as mesmas têm função de estabilizar a corrente e a tensão no momento de alimentação e também prover maior intensidade de corrente em momentos que necessitem maiores correntes de partida.

Desta forma, o dimensionamento do banco de baterias está ligado diretamente com o tempo de autonomia que se pretende instalar. Os principais cuidados com relação a banco de baterias estão ligados aos processos de carga e descarga que afetam sua eficiência, afetando a vida útil da bateria (KAZEM et al., 2017).

Os controladores de carga, tem como função decidir onde e quando usar a energia gerada, e os limites de carga e descarga das baterias, ajudando assim a melhorar o desempenho do conjunto e prolongar sua vida útil do sistema (RAWAT; KAUSHIK; LAMBA, 2016), proteger contra sobrecarga, descarga excessiva, gerenciamento da carga das baterias entre outros (VILLALVA, 2015; LI et al., 2017).

Dispositivos eletrônicos responsáveis pela conversão da energia em corrente contínua (CC) para energia em corrente alternada (CA) são conhecidos como inversores. Pois a energia gerada pelos módulos fotovoltaicos são CC, é necessário que ela seja convertida para CA (AQUINO; SILVA, 2018). Os inversores devem fornecer uma energia com amplitude e harmônicos compatíveis com as cargas a serem alimentadas e também devem ter a saída na mesma frequência da rede elétrica.

Para sistemas onde necessitem de cargas que demandam potência de pico durante a partida, como é o caso de motores elétricos, é preciso ter conhecimento dessa potência, juntamente com a respectiva duração, pois é o inversor que necessita ter capacidade para suportar, sendo esta característica conhecido com capacidade de surto. Deve-se ainda observar considerações relacionadas à temperatura de operação do sistema. Além disso, para estes casos é recomendável usar inversores com formato de onda senoidal pura em cargas eletrônicas sensíveis a ondas com distorção harmônica. Este tipo de onda fornece elevada confiabilidade e excelente qualidade de energia aos consumidores (VILLALVA, 2015).

3.4 BOMBEAMENTO DE ÁGUA COM ENERGIA SOLAR

A utilização da conversão solar em energia fotovoltaica para atender bombeamento de água é uma tecnologia emergente com grandes desafios, podendo ser um dos principais métodos para fornecer água para fins de irrigação em países em desenvolvimento (SONTAKE; KALAMKAR, 2016).

Sistema fotovoltaico isolado de bombeamento de água é constituído por módulos fotovoltaicos, dispositivo de condicionamento de potência (inversor, controlador de bomba), conjunto motobomba, não apresentando a utilização de baterias para o armazenamento de energia.

Desta forma, o bombeamento é controlado pela intensidade de radiação solar que incide no painel solar durante o período de utilização. A vantagem deste sistema é a não utilização de bateria, tornando o sistema mais simples e de baixo custo em comparação com o sistema acoplado a bateria, no entanto, não permite a utilização durante a noite. Além disso, a quantidade de água bombeada se altera ao longo do dia em função da intensidade e ângulo da radiação solar no painel fotovoltaico (SONTAKE; KALAMKAR, 2016).

Apesar disso, os autores Pardo et al. (2019), relatam vantagens com a incorporação da tecnologia fotovoltaica em sistemas de irrigação, tais como os benefícios ambientais e econômicos a respeito da energia. Porém, devido a dependência das condições meteorológicas, a quantidade de água bombeada sofre alteração durante o dia em função da intensidade da radiação solar no painel fotovoltaico (SONTAKE & KALAMKAR, 2016), sendo considerada a maior desvantagem desta tecnologia (GARCÍA et al., 2019).

A utilização de sistema fotovoltaico off-grid sem armazenamento em baterias pode ser considerado uma das melhores soluções para fornecer energia elétrica para aplicações de

bombeamento de água em áreas isoladas (REZK, 2016). Em locais remotos onde a eletricidade não está disponível um importante modo para amenizar é a utilização de sistema de bombeamento fotovoltaico, por ser uma boa opção para irrigação e fornecimento de água potável. Apresentando vantagens como baixo custo operacional, operação autônoma, baixa manutenção, fácil instalação e longa vida útil (ABU-ALIGAH, 2011).

Os principais fatores que afetam o desempenho de um sistema de bombeamento de água com energia fotovoltaica estão ligados às características da bomba, taxa de aplicação, a frequência e distribuição da irrigação, a insolação e a capacidade de geração de energia (ODEH et al., 2006). O desempenho de qualquer sistema de energia fotovoltaica depende de diversos fatores, como variáveis meteorológicas (radiação solar, temperatura ambiente, velocidade do vento, umidade e efeitos de sombra), especificações do módulo FV (eficiência de conversão e ângulo de inclinação) e características do sistema de bombeamento (característica do conjunto de motobombas, altura manométrica) (GOPAL et al., 2013).

3.5 O ÂNGULO DE INCLINAÇÃO

A produção de energia em sistemas fotovoltaicos é proporcional à luz solar e apresenta melhor desempenho quando sua superfície é perpendicular aos raios solares. Assim, as instalações do sistema fotovoltaico em uma inclinação que maximizam a exposição direta dos módulos à luz solar tendem a aumentar a energia produzida e conseqüentemente melhoram os termos econômicos do investimento (KOUGIAS et al., 2016).

A eficiência energética dos sistemas solares está ligada diretamente com os módulos fotovoltaicos e tem relação com as condições ambientais de funcionamento. Assim, os parâmetros fundamentais para se alcançar o melhor desempenho em eficiência dependem da intensidade da radiação solar, ao ângulo de inclinação dos painéis e o tipo de módulos e alguns outros parâmetros indiretos que tem influência na eficiência de funcionamentos, que incluem a temperatura e velocidade dos ventos (DE SOUZA; ARISTONE, 2017).

O desempenho das bombas alimentadas por energia solar, tendem a diminuir consideravelmente devido à degradação e a inclinação dos módulos solares, sendo importante determinar o desempenho dos sistemas fotovoltaico em função do posicionamento dos módulos solares. Pois, segundo Chandel et al. (2017), o desempenho do sistema solar que alimenta o conjunto melhora substancialmente se o gerador fotovoltaico estiver instalado no ângulo de inclinação ideal do local, assim maximizando a radiação solar. Entretanto, vem sendo

recomendado de maneira geral a utilização dos sistemas solares com inclinação de acordo com a latitude do local onde se pretende instalar o sistema fotovoltaico.

3.6 VIABILIDADE ECONÔMICA

Os sistemas fotovoltaicos para alimentar sistemas de irrigação representam uma alternativa atraente para reduzir o custo com energia elétrica, podendo ser instalados em locais que apresentam operação independente (LORENZO et al., 2018). Para realizar uma decisão de forma acertada para qualquer tipo de investimento, a análise de viabilidade é de fundamental importância na tomada de decisão para determinar se vale a pena ou não investir no projeto ou até mesmo qual é a melhor alternativa entre diferentes projetos (PARDO et al., 2019).

Para realizar a viabilidade de um projeto, é imprescindível determinar os custos necessários para operacionalizar os processos envolvidos e através de fluxo de caixa verificar a rentabilidade e a viabilidade econômica do investimento, além de estabelecer a capacidade de pagamento (SAMANEZ, 2009). Na avaliação de um projeto, deve-se verificar qual é a melhor opção que fornece os melhores resultados para os investidores. A análise de investimentos pode ser realizada por meio de um conjunto de métodos, que comparam alternativas econômicas em um dado período de tempo para auxiliar na tomada de decisão. (VERGARA et al., 2017). A viabilidade econômico-financeira, busca avaliar se o projeto em questão vai ser aplicado e se o seu retorno valerá o investimento.

Griffin (2012) relata diferentes enfoques a respeito de um panorama econômico e financeiro: enfoque da análise financeira é a capacidade de gerar lucros e resgatar o que foi investido; a análise econômica demonstra as receitas, despesas e os resultados das atividades (através da demonstração de resultado, margem líquida, relação entre custos e receitas); já a análise do contexto financeiro permite evidenciar a capacidade do retorno sobre os investimentos realizados, bem como auxiliar no processo de decisão.

Segundo Bhandari et al. (2015), a tecnologia fotovoltaica apresenta benefícios exclusivos que não são obtidos por meio de outras tecnologias de energia renovável, pois se trata de uma fonte de energia silenciosa que não requer partes móveis, possui uma vida útil longa, com baixos custos de manutenção. Além de se tratar de uma tecnologia descentralizada que pode aumentar a resiliência da infraestrutura de energia. Segundo Allouhi et al. (2019), em estudo realizado em Marrocos relatam que do ponto de vista econômico é uma solução atraente a exploração de sistemas de energia renovável para sistemas de bombeamento de água.

No Brasil, um dos principais entraves à popularização do sistema fotovoltaico está relacionado com os custos. Diferente de muitos países europeus e norte-americanos, o Brasil ainda possui falta de regulamentação das fontes renováveis no setor energético e as políticas públicas que ainda são incipientes para desenvolver o setor (SILVA; DO CARMO, 2017).

As barreiras atuais à expansão do mercado fotovoltaico para uso em irrigação no Brasil, estão relacionadas às barreiras econômicas em função dos altos custos de investimento, processos de financiamento necessários para sua introdução, falta de suporte técnico e manutenção. Esses e outros problemas levam à rejeição da tecnologia por considerá-la pouco confiável (VALER et al., 2016).

A respeito dos custos relacionados ao sistema fotovoltaico, Chandel et al. (2015) relatam que os custos do módulo fotovoltaico diminuíram significativamente nos últimos anos. Isso afeta o custo total do sistema de bombeamento, uma vez que os módulos fotovoltaicos representam o maior custo de um sistema fotovoltaico.

Devido ao rápido declínio dos preços dos módulos fotovoltaicos, os custos dos sistemas solares fotovoltaicos estão sendo considerados um terço em comparação com o custo realizado a 15 anos atrás. Os valores dos módulos fotovoltaicos diminuíram mais de 80% neste período, enquanto os preços do diesel ou da gasolina aumentaram. Com esta redução no custo do sistema fotovoltaico, abre precedentes para a utilização destes sistemas para o fornecimento de energia (FOSTER; COTA, 2014; LI et al., 2017).

Diante disso, as análises de viabilidade econômica devem ser feitas com métodos e critérios que demonstrem o retorno econômico (geração de fluxo de caixa por meio de receitas e despesas, a margem líquida e a eficiência dos resultados por período), além do retorno financeiro do investimento (HOJI, 2003).

Carrêlo et al. (2020) relatam que a influência de diferentes configurações (vazão, pressão e potência) é uma questão em aberto na viabilidade do sistema de irrigação fotovoltaica de alta potência.

De acordo com Lorenzo et al. (2018) em estudo na região da Comunidade Econômica dos Estados da África Ocidental relatam que a substituição de sistemas a diesel e de rede elétrica por sistemas fotovoltaicos parece muito promissora do ponto de vista econômico para utilização na irrigação. Apresentando maior lucratividade em sistemas de armazenamento de água.

Desse modo, torna-se imprescindível a elaboração de estudos de viabilidade que disponibilizem informações relevantes para a correta tomada de decisão, diminuindo as condições de incertezas em relação ao retorno esperado de seu investimento. O resultado de

uma avaliação econômica indicará se é interessante ou não a implantação de um projeto (VILAS BOAS et al., 2011).

3.6.1 Viabilidade do investimento

De acordo com Frizzone e Andrade Júnior (2005), as decisões de investimento estão em função da análise econômica nos diferentes instantes: presente, intermediário e futuro. A estimativa dos custos operacionais de produção de uma atividade agrícola, ocorre em função da avaliação de indicadores de lucratividade, tais como receita líquida, a renda líquida operacional, o índice de rentabilidade e a taxa de retorno (FURLANETO; ESPERANCINI, 2010).

Segundo Frizzone e Andrade Junior (2005), relatam que os critérios baseados no valor do dinheiro e no fluxo de caixa no tempo são mais coerentes entre si. Para Marchetti (1995), Assaf Neto; Lima, (2009) os principais métodos de avaliação de investimentos ou critérios de análise aplicáveis em análise financeira e econômica são o valor presente líquido (VPL), a taxa interna de retorno (TIR), a razão benefício/custo (B/C) e o payback (PB).

De acordo com Li et al. (2017), o método mais comum utilizado para avaliação econômica é o VPL, na qual reflete a quantidade de renda que o projeto poderá produzir a uma determinada taxa de retorno predeterminada. Em contrapartida não revela a taxa de retorno real do projeto.

A TIR torna o valor dos lucros futuros equivalentes aos dos gastos realizados com o projeto, caracterizando a taxa de remuneração do capital investido (FRIZZONE; ANDRADE JÚNIOR, 2005), ou seja, taxa de desconto que faz o VPL do investimento igualar-se a zero (GITMAN, 2010).

O VPL retorna os benefícios e os custos ao presente, ou seja, traz os fluxos de caixa esperados durante a vida útil do projeto para o tempo zero, a taxa de juros que representa o mínimo retorno para o capital. O período de recuperação do capital ou payback é o tempo que o projeto leva para retornar o capital investido e a relação B/C atua como indicador que verifica se os benefícios são maiores que os custos (GITMAN, 2002; GUIDUCCI et al., 2012).

O emprego destas medidas exige a determinação da taxa de aceitação do investimento. Esta taxa de aceitação representa a ligação entre a medida de valor e a decisão, por considerar o valor da moeda no tempo e refletir o custo de oportunidade dos recursos destinados ao investimento ou o custo alternativo do capital (FRIZZONE; ANDRADE JÚNIOR, 2005).

Outra importante análise é o custo nivelado de energia (CNE), que faz a avaliação econômica do custo total médio para construir e operar um ativo gerador de energia durante sua vida útil em função do total de energia produzida, ou seja, a razão entre os custos e energia. O CNE também pode ser considerado como o custo mínimo pelo qual a eletricidade deve ser vendida para se equilibrar ao longo da vida útil do projeto. O método CNE, que calcula o custo da energia gerada ao longo da vida, é amplamente utilizado como uma ferramenta para avaliar a relação custo-benefício de diferentes tecnologias de geração de energia (LAI; MCCULLOCH, 2017; ZHAO et al., 2017; LORENZO et al., 2018; CARRÊLO et al., 2020).

É importante esclarecer que para que o investimento em sistema de irrigação fotovoltaica seja rentável, o VPL deve ser positivo, a TIR deve ser maior que a taxa de desconto do país e o payback menor que a vida útil do projeto (CARRÊLO et al., 2020).

4 MATERIAIS E MÉTODOS

Neste capítulo são apresentados os materiais e métodos empregados para o desenvolvimento das etapas do proposto estudo. Diante disso, são expostos os procedimentos utilizados no experimento que foi desenvolvido de forma simulada e prática.

A estruturação do trabalho utilizou os métodos sequenciados em seis etapas:

- a) Dimensionamento de diferentes sistemas de energia fotovoltaico “off-grid” para irrigação, de forma a atender diferentes potências de acionamento (Item 4.1);
- b) Cálculo dos principais índices econômicos para a análise de viabilidade: o Valor Presente Líquido (VPL), a Taxa Interna de Retorno (TIR), a Relação Benefício/Custo (B/C), Índice de rentabilidade (IR) (Item 4.2);
- c) Análise de economia de escala em função do aumento da potência de acionamento para irrigação (Item 4.3);
- d) Cálculo da análise do Custo Nivelado de Energia (CNE). (Item 4.4);
- e) Análise de sensibilidade com dois parâmetros: o preço da eletricidade e o custo inicial do investimento (Item 4.5).

4.1 VIABILIDADE TÉCNICA PARA SISTEMA DE ENERGIA FOTOVOLTAICA OFF-GRID PARA IRRIGAÇÃO

Para a realização deste estudo foram utilizadas diferentes potências de acionamento dos sistemas de bombeamento para atender projetos de irrigação por aspersão de pequeno porte sendo estes até 29,4 kW (40cv). Os sistemas fotovoltaicos foram simulados em operação autônoma, sem a utilização de baterias e sem outras fontes de energia, portanto, adequados para realizar a irrigação durante o dia.

Os projetos do sistema fotovoltaico para bombeamento de água para irrigação foram dimensionados considerando o levantamento dos dados em relação a disponibilidade de recurso solar para geração de energia, radiação necessária para atender a determinada demanda de energia, em função da localização onde foram desenvolvidos os projetos. Para isso, foram utilizadas as séries históricas de dados diários de estações meteorológicas.

4.1.1 Determinação da energia necessária

Para determinar a energia necessária aos sistemas de irrigação foi levado em consideração a potência dos motores dos sistemas de irrigação e o tempo de operação diário do sistema de bombeamento de água para irrigação. Assim a energia foi definida pela Equação 2:

$$E_c = P_C \cdot T \quad (2)$$

onde, E_c é a energia total consumida ($\text{Wh} \cdot \text{dia}^{-1}$); P_C é a potência consumida (W); T é o tempo de funcionamento do sistema durante um dia (h).

Desta forma, o sistema deverá ser dimensionado de forma a produzir valores superiores a esta demanda de energia.

4.1.2 Potência necessária de geração

Potência de geração foi definida em função da energia necessária por dia, horas de pleno sol e perdas de acordo com a Equação 3.

$$\text{Pot} = E_c / \text{HSP} \cdot \text{perdas} \quad (3)$$

onde, HSP é o número de horas de sol pleno (h/dia).

O número de horas de sol pleno é a maneira de se expressar o valor acumulado da energia solar ao longo do dia. Esta grandeza é definida como o número de horas em que a radiação solar deve permanecer constante e igual a $1000 \text{ W} \cdot \text{m}^{-2}$, sendo equivalente à energia disponibilizada pelo Sol no local em questão, acumulada ao longo de um dado dia (PINHO; GALDINO, 2014)

A taxa de perdas de potência real de todo o sistema fotovoltaico, encontra-se comumente entre 75% e 85% (PINHO; GALDINO, 2014). Estes valores são em condições de operação, contabilizando perdas relacionadas com a queda de tensão devido à resistência do cabeamento e conectores, sombreamento e poeiras, mismatch (diferenças entre as suas potências máximas), inversor (eficiência e carga), temperatura operacional, entre outras.

Os dados meteorológicos utilizados durante o desenvolvimento do trabalho foram coletados por meio da utilização da estação meteorológica do INMET, localizada na UFSM com coordenadas $-29^{\circ}43'29.3''S$ $53^{\circ}43'13.7''W$, onde diariamente foram contabilizados a precipitação pluvial, temperatura, umidade relativa do ar, radiação solar, fotoperíodo, velocidade do vento e insolação.

Assim utilizou-se uma série histórica de 16 anos (2004-2019) de dados meteorológicos horários, para determinar os dados de radiação e também o número de horas necessárias de irrigação durante o período da safra de verão (novembro a março).

Foi considerada a cultura da soja irrigada, com uma produtividade média para a região de $102,62 \text{ sc ha}^{-1}$, obtida por meio de experimentos realizados em Santa Maria durante 4 safras consecutivas (2017-2021).

No momento de aplicação da irrigação foi utilizado turno de rega fixo de 7 dias, quando a precipitação não suprisse a demanda hídrica do período. Para isso foi utilizado o manejo de irrigação da cultura baseado na evapotranspiração de referência (ET_0), calculada pela equação de Penman-Monteith-FAO (ALLEN et al., 1998).

4.1.3 Energia produzida pelo módulo solar

Para determinar a quantidade necessária de módulos no sistema, foi realizado o cálculo de produção de energia de acordo com o módulo na qual foi selecionado. Por meio das características em condições padrão de teste no módulo ou condições normais de operação.

Assim o cálculo da potência produzida pelo módulo foi determinado de acordo com a Equação 4:

$$Pot_M = I_{sc} \cdot V_{mp} \quad (4)$$

onde, Pot_M é a potência do módulo (W); I_{sc} é a corrente de curto-circuito do módulo (A); V_{mp} é a tensão operacional máxima (V).

A determinação do cálculo da energia produzida pelo módulo nesse método foi realizada de acordo com a Equação 5.

$$EP_M = Pot_M \cdot HSP \quad (5)$$

onde, EP_M é a energia produzida pelo módulo diariamente (Wh);

Os dados de potência e corrente nominal dos sistemas de irrigação para o dimensionamento dos sistemas de geração de energia solar fotovoltaicos, estão apresentados na Tabela 1.

Tabela 1 - Potência e corrente nominal para os sistemas de irrigação testados

		Potência do motor													
cv	1	1,5	2	3	4	5	6	7,5	10	12,5	15	20	25	30	40
kw	0,7	1,1	1,5	2,2	2,9	3,7	4,4	5,5	7,4	9,2	11,0	14,7	18,4	22,1	29,4
		Corrente nominal 380V													
A	1,7	2,4	3,1	4,5	6,2	7,5	8,9	11,3	14,5	17,3	21,3	28,8	35,2	42,4	57,3

Fonte: (O autor)

4.1.4 Determinação do número de módulos

Para atender a demanda de energia, foi calculada a necessidade mínima de módulos solares para o gerar a quantidade adequada de energia ao sistema, de acordo com a Equação 6.

$$N_M = E_c / E_p \quad (6)$$

onde, E_c é a energia total consumida (Wh); E_p é a energia produzida pelo módulo diariamente (Wh);

Desta forma, o número de módulos solares necessário em série foi determinado de acordo com a tensão de cada sistema, levando-se em consideração o intervalo de tensão do drive solar. Da mesma forma, o número de módulos em paralelo atendeu a demanda de corrente.

Assim, o número de módulos solares em série e paralelo necessários para cada uma das configurações foram utilizadas as Equações 7 e 8 respectivamente:

$$N_{M-serie} = V_{INV} / V_{OC} \quad (7)$$

$$N_{M\text{-paralelo}} = I_{INV} / I_{mp} \quad (8)$$

onde, $N_{M\text{-série}}$ é o número de módulos em série; V_{INV} é a tensão do inversor (V); V_{oc} é a tensão de circuito aberto do módulo (V); $N_{M\text{-paralelo}}$ é o número de módulos em paralelo; I_{INV} é a corrente nominal do inversor (A); I_{mp} é a corrente operacional do módulo (A).

As características técnicas do módulo solar utilizado para os sistemas de geração de energia estão apresentadas na Tabela 2.

Tabela 2 - Características técnicas do módulo solar.

Módulo solar monocristalino			
Tensão operacional máxima	V_{mp}	41,7	V
Tensão circuito aberto	V_{oc}	49,8	V
Corrente Operacional	I_{mp}	9,6	A
Corrente Curto-Circuito	I_{sc}	10,36	A
Potência máxima	P_{max}	400,32	W _p
Eficiência do módulo		19,88	%
Temp. operacional nominal		45±2	°C
Coeficiente de temperatura	P_{max}	-0,37	%/°C
Coeficiente de temperatura	V_{oc}	-0,28	%/°C
Coeficiente de temperatura	I_{sc}	0,048	%/°C

Fonte: (O autor)

A área de ocupação dos módulos foi determinada de acordo com a Equação 9:

$$AT_M = N_M \cdot A_m \quad (9)$$

onde, AT_M é a área total dos módulos (m²); A_m é a área de um módulo (m²).

Outro fator que foi levado em consideração em dimensionamento de sistemas off-grid, além de atender a potência necessária, está relacionado com a corrente elétrica. O conjunto de módulos solares deve fornecer corrente superior à necessária pelo motor elétrico. Diante desta

circunstância, se fez necessário a utilização de associação de módulos em série para elevar a tensão e associação em paralelo para elevar a corrente fornecida ao sistema.

4.1.5 Inversor

Para determinar a demanda máxima de potência para dimensionamento do inversor, é preciso definir ou estimar o período de funcionamento dos equipamentos para o levantamento da potência necessária.

Assim a potência do inversor deve ser especificada igual ou superior à potência instalada, que é o somatório da potência de todas as cargas do usuário. Após a determinação da potência total dos painéis, já é possível selecionar o inversor adequado, pois está intimamente atrelada à potência, características elétricas e topologia do gerador fotovoltaico (PINHO; GALDINO, 2014).

Foram utilizados drives solares (inversores de tensão solar CC-AC) com potências 1,3 vezes maiores que a potência dos motores em cada uma das configurações testadas, levando em consideração a corrente mínima do motor necessária para o acionamento. As características técnicas dos inversores solares são apresentadas na Tabela 3.

Tabela 3 - Características técnicas dos drivers solares

Corrente nominal (A)	Potência máxima do inversor (cv)	Tensão máx. de entrada CC (Vcc)	Tensão de funcionamento CC (Vcc)	Tensão de alimentação saída CA (V)
4,3	1,50	810	450-760	380
4,3	2,00	810	450-760	380
6,1	3,00	810	450-760	380
10	5,00	810	450-760	380
14	7,50	810	450-760	380
14,6	7,50	780	350-780	380
16	10,00	810	450-760	380
24	15,00	810	450-760	380
31	20,00	810	450-760	380
32	20,38	810	450-760	380
45	30,00	810	450-760	380
62	40,70	780	350-780	380

76	50,30	780	350-780	380
----	-------	-----	---------	-----

Fonte: (O autor)

4.1.6 Estimativa da geração de energia

Um dos gargalos relacionados ao sistema fotovoltaico off-grid de bombeamento de água está relacionado com o fornecimento de energia ao longo do dia, em função, da variação da radiação solar (radiação difusa e radiação direta).

Como forma de verificar esta variação foram testados/simulados cenários de fornecimento de energia ao sistema de forma a variar o volume de água para atender ao sistema de irrigação.

Para verificar a estimativa de geração de energia horária de forma analítica foi empregado o método da insolação (VILLALVA., 2015) apresentado por meio da Equação 10.

$$E_{gerada} = H_{med} \cdot A_{mod} \cdot \eta_{mod} \cdot N_{mod} \cdot perdas \quad (10)$$

onde, E_{gerada} é a energia produzida; (kWh); H_{med} é a radiação solar média horária, (kWh.m⁻² .h); A_{mod} é a superfície do gerador fotovoltaico, (m²); η_{mod} é a eficiência do módulo (%); N_{mod} é o número de módulos utilizados; perdas é um fator de perdas do sistema.

Conhecendo a disponibilidade horária de radiação e o número de horas de sol, foi dimensionado o sistema de geração de energia para atender o sistema de bombeamento no intervalo disponível de sol.

O motor foi dimensionado para trabalhar nas primeiras horas do dia com corrente inferior à nominal, em função da menor disponibilidade de radiação solar. Desta forma, nas horas de maior incidência de radiação o sistema trabalhará na sua potência nominal.

Em função do comportamento da radiação solar ao longo do dia e disponibilidade de potência do motor foi utilizada uma variação na taxa de aplicação de água adequando a necessidade hídrica da irrigação. Com isso, com o passar das horas e consequente aumento da radiação disponível, é possível fornecer uma maior potência e vazão ao sistema de irrigação.

Além disso, foi levado em consideração as perdas de eficiência tanto dos módulos quanto dos demais equipamento utilizados no sistema, pois, com a passar do tempo a eficiência vai reduzindo de acordo com as especificações de fábrica.

4.1.7 Determinação dos custos

O levantamento dos custos relacionados a geração de energia fotovoltaica para atender os sistemas de bombeamento foram feitos para sistemas fotovoltaicos off-grid sem a utilização do armazenamento de energia em baterias.

Os custos relacionados ao sistema de geração de energia são de aquisição do sistema, das construções requeridas para a instalação do sistema e custo do terreno. Além desses, foi levado em consideração os custos relacionados a operação, a manutenção, a substituição dos equipamentos e seguros.

A obtenção dos custos de aquisição do sistema de geração fotovoltaico é dada por meio da soma dos investimentos tais como: módulos fotovoltaicos, inversor CC/CA, diversos (cabos elétricos, etc.), embalagem, transporte e instalação.

Outro custo é o referente ao preço da terra, que é um dos custos mais difíceis de estimar, pois sofre variação dependendo da localização. Entretanto, foi considerado que os proprietários dispõem de locais para a instalação dos painéis solares nos telhados de suas benfeitorias.

Alguns dos custos são expressos em valores percentuais em relação ao custo de investimento inicial do sistema, dentre estes custos estão os de operação, manutenção e seguro. Diante disso, os custos operacionais, manutenção e seguro foram estimados em 2% ao ano do custo inicial de investimento conforme estudos (MORO; DUART, 2013; CAMPANA et al., 2015; LORENZO et al., 2018; CARRÊLO et al., 2020).

Quanto aos custos de substituição em um sistema fotovoltaico considerou-se o tempo de vida útil dos módulos fotovoltaicos, pois são componentes que duram mais, portanto a vida útil do sistema. Quanto aos outros componentes (inversor, motor-bomba), sua vida útil é menor que o sistema, o que requer substituição periódica. O custo de substituição de cada componente do é baseado, principalmente, no número de substituições durante a vida útil do sistema.

O valor adotado para a depreciação do sistema foi de 4% ao ano em relação ao valor inicial de investimento. Não foi adotado valor residual, pois os equipamentos foram substituídos ao fim de sua vida útil em função da perda de eficiência. Já a vida útil foi determinada de acordo com o fabricante, para cada componente do sistema de irrigação.

Neste estudo não foram levadas em consideração as entradas da venda de produção agrícola obtidas com a água bombeada, pois são idênticas independentemente da alimentação

do sistema. Todos os custos foram adquiridos através de uma pesquisa em empresas especializadas em sistemas fotovoltaicos.

4.2 VIABILIDADE ECONÔMICA DA INSTALAÇÃO DO SISTEMA DE ENERGIA FOTOVOLTAICA

O estudo de análise da viabilidade do investimento, é um fator de extrema importância na tomada de decisão dos produtores como a utilização da tecnologia de geração de energia fotovoltaica, devido ao alto custo na aquisição do sistema. Tal custo deve ser recompensado em função da geração de energia ao longo do tempo.

Para a análise de viabilidade econômica foi utilizado o período de 25 anos (a garantia dos módulos fotovoltaicos, normalmente utilizados para investimentos em fotovoltaicos), desta forma, tomando o fluxo de caixa anual, onde foi considerado os lucros obtidos anualmente, a amortização do custo inicial de investimento.

Salientando que para este caso, os lucros anuais foram dados em função das economias resultantes pela não utilização da rede nacional de energia (nenhuma tarifa de eletricidade teria que ser paga), assim para avaliar o efeito da lucratividade foram considerados os valores que seriam pagos se existisse rede elétrica no local, ou seja, as tarifas locais de eletricidade, além dos ganhos correspondentes à produção agrícola. Para este, foi considerado como preço da saca de soja, o valor médio praticado no porto de Rio Grande, para os anos dos experimentos, no estado do Rio Grande do Sul (R\$ 102,21). Foi utilizada a relação potência por área irrigada de Bruning et al. (2020) para determinar os valores de entrada no fluxo de caixa para cada uma das configurações testadas.

A análise da viabilidade econômica para geração de energia solar foi determinada pela comparação entre o valor presente líquido (VPL), pela taxa interna de retorno (TIR), e relação Benefício/Custo (B/C) para as situações estudadas.

Desta maneira, foi adotado um horizonte de projeto, caracterizado como o mesmo tempo da vida útil dos equipamentos no caso de 25 anos. Assim, após serem verificadas as entradas e saídas, considerando os valores de entradas os mesmo que seriam pagos à concessionária de energia se o sistema fosse ligado na rede. Foi considerado para o fluxo de caixa uma taxa mínima de atratividade (TMA) de 2,5% (BANCO CENTRAL DO BRASIL, 2020), valor este que supera os rendimentos anuais da poupança (taxa SELIC).

4.2.1 Valor presente Líquido (VPL):

O VPL é calculado utilizando a seguinte Equação 11:

$$VPL = \sum_{t=0}^N \frac{F_t}{(1+j)^t} \quad (11)$$

onde, VPL é a valor presente líquido, (R\$ ha⁻¹); j é a taxa mínima de atratividade (TMA), (decimal); N é o horizonte do projeto, (anos); t é o tempo (período) do projeto, (anos); Ft é o fluxo de caixa líquido em cada ano, (R\$ ha⁻¹).

4.2.2 Taxa Interna de Retorno (TIR):

A taxa interna de retorno considerada neste projeto é o valor da taxa de desconto que torna nulo o valor presente líquido, ou seja, indica o potencial de retorno do projeto e iguala o valor presente das receitas ao valor presente dos custos, pois o valor presente líquido é a soma algébrica, no instante zero, dos benefícios e dos custos. Assim foi determinado pela seguinte Equação 12:

$$\sum_{j=0}^N \frac{F_t}{(1+TIR)^t} = 0 \quad (7)$$

onde, TIR é a taxa interna de retorno, (decimal); j é a taxas de desconto ou taxa mínima de atratividade (TMA), (decimal); N é a horizonte do projeto, (anos); t é a tempo (período) do projeto, (anos); Ft é a fluxo de caixa líquido em cada ano, (R\$.ha⁻¹).

Após o cálculo da TIR, ela foi comparada com a taxa mínima de atratividade. O projeto será aceito, se apresentar TIR maior ou igual à TMA. A TIR, desta maneira, é a taxa que torna o valor dos lucros futuros equivalente aos gastos realizados com o projeto, caracterizando, desse modo, a taxa de remuneração do capital investido.

4.2.3 A razão Benefício/Custo (B/C):

Considerando-se um fluxo de caixa, existem benefícios e custos. Obtendo-se a soma dos valores presentes de todos os benefícios, bem como de todos os custos, pode-se encontrar o valor presente líquido do fluxo de caixa. A razão benefício/custo possibilita verificar se os benefícios atualizados são maiores que os desembolsos atualizados. No caso de a relação B/C ser superior a 1, pressupõe-se um VPL positivo e assim que há viabilidade econômica o investimento, considerando a taxa de desconto empregada. Esta razão pode ser calculada por meio da Equação 13:

$$B/C = \frac{\sum_{t=0}^n B/(1+j)^t}{\sum_{t=0}^n C/(1+j)^t} \quad (8)$$

onde, B/C é a razão benefício/custo; B é a receitas, (R\$ ha⁻¹); C é a despesas, (R\$ ha⁻¹)

4.2.4 Índice de rentabilidade (IR):

O IR indica o quanto de lucro ou perda o projeto obtém para um determinado período de tempo. Foi calculado dividindo o valor do VPL pelo investimento inicial, conforme mostrado na Equação 14:

$$IR = \frac{\sum_{t=0}^N \frac{F_t}{(1+j)^t}}{\text{Inv. Inicial}} \quad (14)$$

Os valores de IR > 1 indicam que o investimento pode ser aceito, quanto maior o valor de IR, mais atraente ele se torna. Por outro lado, valores de IR < 1 significam que o investimento deve ser rejeitado.

4.3 ECONOMIA DE ESCALA

Para realizar a verificação da ocorrência de economia de escala nos sistemas de energia solar fotovoltaico, foi considerado o aumento da potência necessária para atender os sistemas de irrigação utilizados e seu consequente custo.

Para considerar que os sistemas de geração fotovoltaicos apresentam economia de escala crescentes foi considerado quando em relação ao aumento das potências instaladas se obtém

uma redução dos custos. Se o custo mantém uma constância em relação ao aumento da potência diz-se que os retornos são constantes à escala. Entretanto, quando o custo aumentar, será considerado que a economia de escala é decrescente, ou seja, deseconomia. Desta forma, pode-se verificar o comportamento dos custos ao longo do aumento das potências de geração.

4.4 CUSTO NIVELADO DE ENERGIA

É considerado o ponto que viabiliza um sistema fotovoltaico, o momento em que o sistema tem custo nivelado (CNE) menor ou igual àquele que seria pago junto à rede elétrica (tarifa), sendo assim preferível utilizar o sistema ao invés da rede.

O CNE é igual à soma de todo o custo incorrido durante a vida útil do projeto sendo os custos anuais do projeto, incluindo os custos iniciais (custos de equipamentos, de instalação, financiamento, terrenos e todos os outros custos pagos no início do projeto) e custos de operação e manutenção que foram pagos ao longo da vida útil do projeto dividido pelas unidades de energia produzidas durante sua vida útil, conforme Equação 15.

$$CNE = \sum_{i=0}^N \left[\frac{Ci+Li+OM+Ii}{(1+j)^t} \right] / \sum_{i=0}^N \left[\frac{Ei}{(1+j)^t} \right] \quad (9)$$

onde, Ci é o custo total de instalação do sistema (R\$); Li é o custo do terreno (R\$); OM é custos de operação e manutenção estimada em 2% do custo inicial de investimento (R\$); Li é os custos de seguro (%); J é a taxa de desconto (%); N é a horizonte do projeto (anos); t é a tempo (período) do projeto (anos); Ei é a energia produzida (kWh).

Esta metodologia é frequentemente utilizada na comparação de tecnologias de geração de eletricidade ou na consideração de paridades de rede para tecnologias emergentes (MORO; DUART, 2013).

4.5 ANÁLISE DE SENSIBILIDADE

A análise de sensibilidade do cenário realista foi realizada considerando a variação dos parâmetros: preço do produto e custo inicial de investimento.

Desta forma, para demonstrar o comportamento destas variações, foram apresentados os resultados em relação ao VPL, TIR e CNE.

A variação em relação ao preço do produto foi de $\pm 30\%$, com um intervalo de 5%. Já em relação ao custo inicial de investimento a variação foi em torno $\pm 30\%$ do valor base com um intervalo de 5% (CARRÊLO et al 2020).

4.6 ANÁLISE ESTATÍSTICA

Para interpretação dos resultados experimentais foi realizada a análise de variância (ANOVA), em nível de 5% de probabilidade de erro, utilizando-se o software SISVAR.

Quando a análise apontar efeito significativo foi realizada entre os tratamentos, as médias foram comparadas por meio da análise de regressão.

Desta forma, por meio de análise de regressão foi possível verificar o real comportamento da geração de energia ao longo do dia. Além disso, foi possível verificar o percentual de geração de energia e a real eficiência do sistema de geração.

1 **5 ARTIGO 1- TECHNICAL AND ECONOMIC FEASIBILITY OF OFF-GRID**
2 **PHOTOVOLTAIC SYSTEM FOR IRRIGATION**

3
4 **ABSTRACT:** Electricity in rural areas is affected by problems such as low quality and limited access
5 in some regions. Using renewable sources, with decentralized generation, can be an alternative to
6 change this scenario. The objective of this work was to perform the technical and economic analysis
7 of off-grid photovoltaic systems without energy storage intended for irrigation. Photovoltaic systems
8 were sized according to different irrigation systems, testing powers from 0.736 to 29.44 kW.
9 Technical feasibility was determined considering the energy supply time and solar radiation
10 availability as restriction variables. Economic feasibility was determined by the indicators: net present
11 value (NPV), internal rate of return (IRR), Benefit/Cost ratio (B/C) and profitability index (PI). There
12 is availability of operation of the irrigation systems for motors up to 15 cv. However, for systems that
13 require higher powers, the amount of hours available is less than the minimum required. NPV, IRR,
14 B/C and PI showed an increasing behavior as a function of increased power. Thus, off-grid
15 photovoltaic systems without energy storage are technically and economically feasible for systems
16 with powers up to 15 cv.

17
18 **KEY WORDS:** solar power, economic indicators, off-grid, water pumping.

19
20 **INTRODUCTION**

21
22 The agricultural sector is constantly driven by various modernization processes and,
23 consequently, by increased demand for energy. Irrigation is one of the sectors with increasing
24 demand, through either fossil fuels or electricity (Mantri et al., 2020).

25 Problems related to the progressive increase in fuel and electricity costs, which continuously
26 vary over time (García et al., 2019), along with environmental issues (Ridzuan et al., 2020), stimulate
27 the adoption of alternative energy sources. According to Kirchner et al. (2019) and Torres et al.
28 (2019), in conventional sprinkler irrigation systems, energy represents approximately 15% of the
29 costs related to irrigation.

30 Renewable energy sources have economic and environmental advantages over the use of fossil
31 fuels (Jebli & Youssef, 2017), indicating the occurrence of an increase in their use (Rizi et al., 2019),
32 with reduction in the dependence on on-grid electricity or in the generation to fuels for irrigation
33 systems (López-Luque et al., 2015; Reza et al., 2016).

34 In Brazil there have been advances in the sector due to the inclusion of solar energy in the
35 energy matrix and the beginning of solar energy auctions (Sampaio & González, 2017). According
36 to the Brazilian Association of Photovoltaic Solar Energy (ABSOLAR, 2021) in 2021, a 68% increase
37 in installed solar energy power in Brazil is expected compared to the previous year, which represents
38 an increase of approximately 5 GW.

39 The main use of the solar system in the agricultural sector is for irrigation in areas where there
40 is shortage of electricity (Kumar et al., 2020), or as a sustainable alternative, especially in areas of
41 high solar potential. This use becomes an adequate energy solution, because generally the increase in
42 water demand is related to increased insolation (Haddad et al., 2015), with potential in the social and
43 economic development of the regions with the use of pumping systems (Benghanem et al., 2018).

44 Off-grid photovoltaic system, without storage in batteries, can be a solution to provide
45 electricity for applications of water pumping to isolated areas (Rezk, 2016). However, due to the
46 dependence on weather conditions, the amount of pumped water changes throughout the day due to
47 the intensity of solar radiation on the photovoltaic panel (Sontake & Kalamkar, 2016), which is the
48 biggest disadvantage of this technology (García et al., 2019).

49 The use of solar powered pumps is more economical when compared to pumps that use other
50 energy sources, as it requires only the cost of installation. For this reason, it becomes competitive
51 when used for irrigation systems (Kumar et al., 2020). This use is an attractive alternative to reduce
52 the cost of electricity, and the equipment can be installed in locations that have independent operation
53 (Lorenzo et al., 2018).

54 Due to the initial investment, there is a high financial risk for implementing the projects and
55 this is, therefore, the main obstacle to the widespread application of these energy sources in rural
56 areas (Acosta-Silva et al., 2019). Thus, in order to make an appropriate decision, feasibility analyses
57 are of fundamental importance in decision making when investing in the project or selecting the best
58 alternative among different projects (Pardo et al., 2019).

59 In view of the above, the present work aimed to perform the technical and economic analysis
60 of the use of off-grid photovoltaic systems without energy storage intended for irrigation considering
61 different power demands.

62

63 **MATERIAL AND METHODS**

64

65 To conduct the study, photovoltaic systems that met different power demands in pumping
66 stations for irrigation were sized. Drive powers ranging from 0.736 to 29.44 kW were tested.

67 Different scenarios of drive power were simulated. In order to create the photovoltaic system
68 projects, surveys were carried out regarding the availability of solar resources for power generation
69 that met a certain demand.

70 A 16-year historical series (2004-2019) of hourly meteorological data was used to determine
71 radiation data and also the number of hours required for irrigation during the summer crop season
72 (November to March). This analysis considered irrigated soybean crop, with an average yield for the
73 region of 102.62 bags ha⁻¹, obtained through experiments carried out in Santa Maria during 4
74 consecutive seasons (2017-2021) with conventional sprinkler irrigation system, using five soybean

75 cultivars. The number of hours required for irrigation during the period was defined using an irrigation
 76 depth of 8.8 mm h⁻¹.

77 To define the moment of irrigation application, a fixed irrigation interval of 7 days between
 78 irrigations was adopted, when there was no precipitation that met the water demand of the period.
 79 This was accomplished by using the irrigation management of the crop based on reference
 80 evapotranspiration (ET_o), calculated by the Penman-Monteith-FAO equation (Allen et al., 1998).
 81 Thus, the need for irrigation was determined according to Equation 1:

82

$$83 \quad NI = \frac{ET_o - P_{eff}}{Li} \quad (1)$$

84

85 where

86 NI - need for irrigation, (hours);

87 ET_o - reference evapotranspiration for the period of seven days, (mm);

88 P_{eff} - effective precipitation, (mm);

89 Li - irrigation depth used, (mm h⁻¹).

90 The climatic data refer to the region of Santa Maria - RS where the data of rainfall (mm),
 91 maximum and minimum temperatures (°C), relative humidity (°C), wind speed (m s⁻¹) and solar
 92 radiation (kJ m⁻²) were obtained. These data were obtained through the automatic weather station of
 93 the National Institute of Meteorology, located at the Federal University of Santa Maria. The gaps
 94 identified in the historical series were corrected with the help of Clima software developed by the
 95 Agronomic Institute of Paraná - IAPAR (Faria et al., 2002).

96 Table 1 presents the power and rated current data for irrigation systems for the sizing of
 97 photovoltaic solar power generation systems. Solar drives (CC-AC solar voltage inverters) with
 98 powers 1.3 times higher than the power of the motors in each of the tested configurations were used,
 99 considering the minimum motor current required for the drive.

100

101 TABLE 1. Power and rated current for the tested irrigation systems.

		Motor power														
cv	1	1.5	2	3	4	5	6	7.5	10	12. 5	15	20	25	30	40	
kw	0.7	1.1	1.5	2.2	2.9	3.7	4.4	5.5	7.4	9.2	11. 0	14. 7	18. 4	22. 1	29. 4	
		Rated current 380V														
A	1.7	2.4	3.1	4.5	6.2	7.5	8.9	11. 3	14. 5	17. 3	21. 3	28. 8	35. 2	42. 4	57. 3	

102

103 Equations 2 and 3, respectively, were used to determine the number of solar modules in series

104 and in parallel required for each configuration:

105

106
$$N_{M-series} = V_{INV}/V_{OC} \quad (2)$$

107

108
$$N_{M-parallel} = I_{INV}/I_{mp} \quad (3)$$

109

110 where

111 $N_{M-series}$ - number of modules in series;112 V_{INV} - inverter voltage, (V);113 V_{oc} - open circuit voltage of the module, (V);114 $N_{M-parallel}$ - number of modules in parallel;115 I_{INV} - rated current of inverter, (A);116 I_{mp} - operating current of the module, (A).

117 The number of solar modules in series determined the voltage of each system, considering the

118 voltage interval of the solar drive. Similarly, the number of modules in parallel met the current

119 demand.

120 The power produced by the module is calculated according to Equation 4:

121

$$122 P_M = I_{sc} \cdot V_{mp} \quad (4)$$

123

124 where

125 P_M - power of the module, (W);

126 I_{sc} - short-circuit current of the module, (A);

127 V_{mp} - maximum operating voltage, (V).

128 The technical characteristics of the solar drivers and solar module that were used for this study
129 are presented in Tables 2 and 3, respectively.

130

131 TABLE 2. Technical characteristics of solar drivers.

Rated current (A)	Maximum power of inverter (cv)	Maximum input voltage CC (Vcc)	Operating voltage CC (Vcc)	Output supply voltage CA (V)
4.3	1.50	810	450-760	380
4.3	2.00	810	450-760	380
6.1	3.00	810	450-760	380
10	5.00	810	450-760	380
14	7.50	810	450-760	380
14.6	7.50	780	350-780	380
16	10.00	810	450-760	380
24	15.00	810	450-760	380
31	20.00	810	450-760	380
32	20.38	810	450-760	380
45	30.00	810	450-760	380
62	40.70	780	350-780	380
76	50.30	780	350-780	380

132

133 TABLE 3. Technical characteristics of the solar module.

Monocrystalline solar module

Maximum operating voltage	Vmp	41.7	V
Open-circuit voltage	Voc	49.8	V
Operating current	Imp	9.6	A
Short-circuit current	Isc	10.36	A
Maximum power	Pmax	400.32	Wp
Module efficiency		19.88	%
Rated operating temperature		45±2	°C
Temperature coefficient	Pmax	-0.37	%/°C
Temperature coefficient	Voc	-0.28	%/°C
Temperature coefficient	Isc	0.048	%/°C

134

135 To determine the technical feasibility of using the systems, energy supply time and solar
 136 radiation availability were considered as restriction variables. Thus, the estimation of hourly energy
 137 generation in an analytical way was verified using the insolation method (Villalva, 2015), according
 138 to Equation 5:

139

$$140 \quad E_{generated} = H_{av} \cdot A_{mod} \cdot \eta_{mod} \cdot N_{mod} \cdot losses \quad (5)$$

141

142 where

143 $E_{generated}$ - energy produced, (kW h);

144 H_{av} - average hourly solar radiation, (kW h m⁻² h⁻¹);

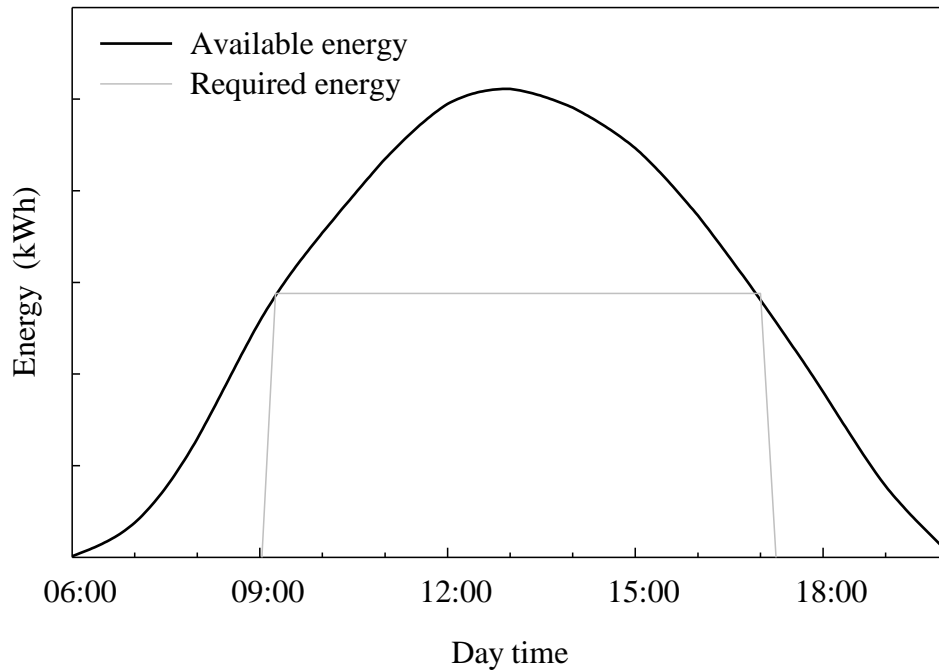
145 A_{mod} - photovoltaic generator surface, (m²);

146 η_{mod} - module efficiency, (%);

147 N_{mod} - number of modules used; losses is a factor of system losses.

148 For the operation of the systems, three moments of operation were considered, the time to
 149 start pumping until the moment when the pump reached its maximum power, the time of the
 150 maximum pump power, and the time of decrease in pump power, as observed in Figure 1, which
 151 shows the desired behavior for the ideal operation of a pumping station moved by means of off-grid
 152 photovoltaic power systems without energy storage.

153



154

155 FIGURE 1. Variation of available energy and the energy required for the operation of a pumping
 156 system throughout the day.

157

158 The economic feasibility analysis was carried out for the period of 25 years (guarantee of
 159 photovoltaic modules, normally used for investment), thus considering the annual cash flow, where
 160 the profits obtained and the amortization of the initial cost were considered.

161 To evaluate the effect of profitability, the amounts that would be paid if there was an electricity
 162 grid on site, that is, local electricity tariffs, in addition to the gains corresponding to agricultural
 163 production, were considered. The price of the soybean sack was considered as the average value
 164 practiced in the port of Rio Grande for the years of the experiments in the state of Rio Grande do Sul
 165 (R\$102.21). The power per irrigated area ratio of Bruning et al. (2020) was used to determine the
 166 cash flow input values for each of the tested configurations.

167 The economic feasibility analysis for solar power generation was determined by economic
 168 indicators, net present value (NPV), internal rate of return (IRR), Benefit/Cost ratio (B/C) and
 169 profitability index (PI).

170 The input values were the same as those that would be paid to the electric utility company if
 171 the system were connected to the network plus the agricultural production, whereas the output values
 172 are all costs for the implementation of the photovoltaic power generation systems. A minimum rate
 173 of attractiveness (MRA) of 2.5% was considered for cash flow, which exceeds annual savings income.

174 The NPV (Net Present Value), which is the algebraic sum, at instant zero, of the benefits and
 175 costs, was determined using Equation 6:

176

$$177 \quad NPV = \sum_{t=0}^N \frac{Ft}{(1+j)^t} \quad (6)$$

178

179 where

180 NPV - net present value, (R\$ ha⁻¹);

181 j - minimum rate of attractiveness (MRA), (decimal);

182 N - project horizon, (years);

183 t - project time (period), (years);

184 Ft - net cash flow in each year, (R\$ ha⁻¹).

185 The internal rate of return (IRR) was the discount rate value that makes the NPV equal to zero,
 186 that is, the potential return of the project that equals the present value of revenues to the present value
 187 of costs, determined by Equation 7. MRA and IRR were compared and the project was accepted when
 188 it showed a rate greater than or equal to the MRA.

189

$$190 \quad \sum_{j=0}^N \frac{Ft}{(1+\rho)^t} = 0 \quad (7)$$

191
 192 where
 193 ρ - internal rate of return, (decimal);
 194 j - discount rates or minimum rate of attractiveness (MRA), (decimal);
 195 N - project horizon, (years);
 196 t - project time (period), (years);
 197 F_t - net cash flow in each year, (R\$ ha⁻¹).

198 The benefit/cost ratio makes it possible to verify whether the updated benefits are greater than
 199 the updated expenses. In case the B/C ratio is higher than 1, a positive NPV is assumed and thus there
 200 is economic feasibility in the investment, considering the discount rate employed. Thus, the
 201 benefit/cost ratio was calculated using Equation 8:

202

$$203 \quad B/C = \frac{\sum_{t=0}^n B/(1+j)^t}{\sum_{t=0}^n C/(1+j)^t} \quad (8)$$

204
 205 where
 206 B/C - benefit/cost ratio;
 207 B - revenues (R\$ ha⁻¹);
 208 C - expenses (R\$ ha⁻¹)

209 The PI indicates how much profit or loss the project gets for a given period of time. It was
 210 calculated by dividing the NPV value by the initial investment, as shown in Equation 9:

211

$$212 \quad PI = \frac{VPL}{Initial\ Inv.} \quad (9)$$

213

214 PI values of > 1 indicate that the investment can be accepted; the higher the PI value, the more
 215 attractive it becomes. On the other hand, PI values < 1 mean that the investment must be rejected.

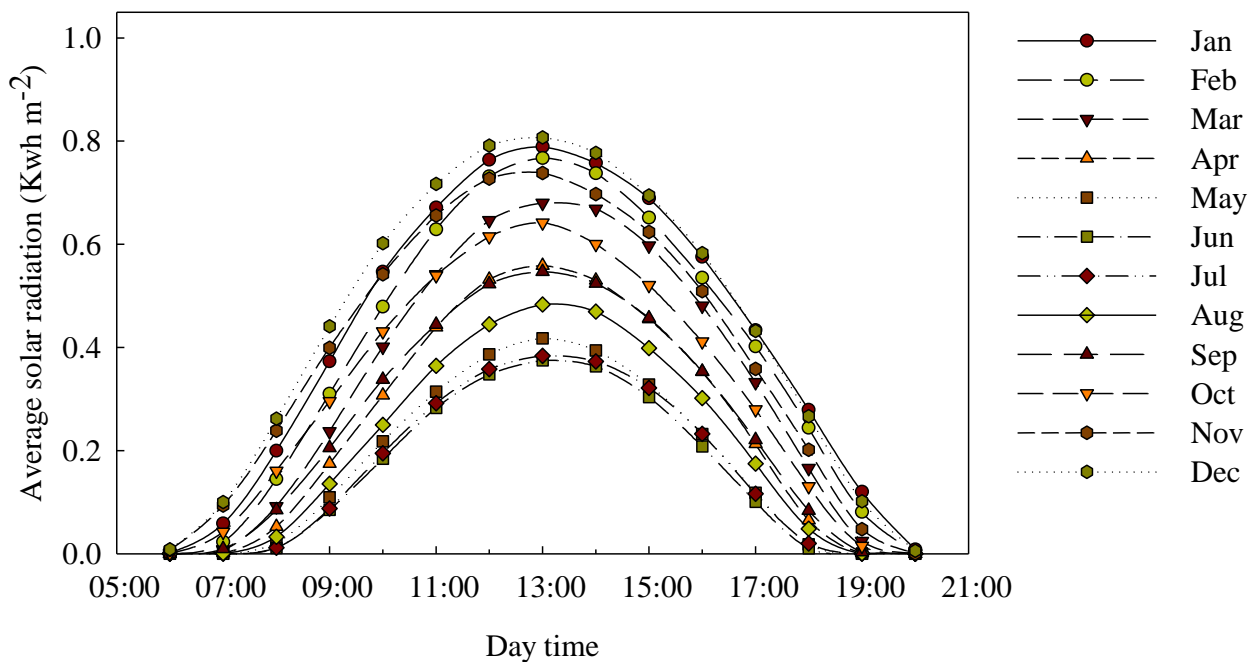
216 Regression analysis was performed with the help of SigmaPlot® 11.0 software for all economic
 217 parameters.

218

219 RESULTS AND DISCUSSION

220 The average monthly values of hourly solar radiation throughout the year are presented in
 221 Figure 2 for the city of Santa Maria-RS. It was verified that the highest amounts of solar radiation
 222 available occur between October and March, a period that corresponds to the time cultivation of the
 223 main grain-producing crops in the state, especially soybean, which was the object of study in this
 224 work.
 225 work.

226



227

228 FIGURE 2. Average monthly solar radiation for the city of Santa Maria, RS, Brazil.

229

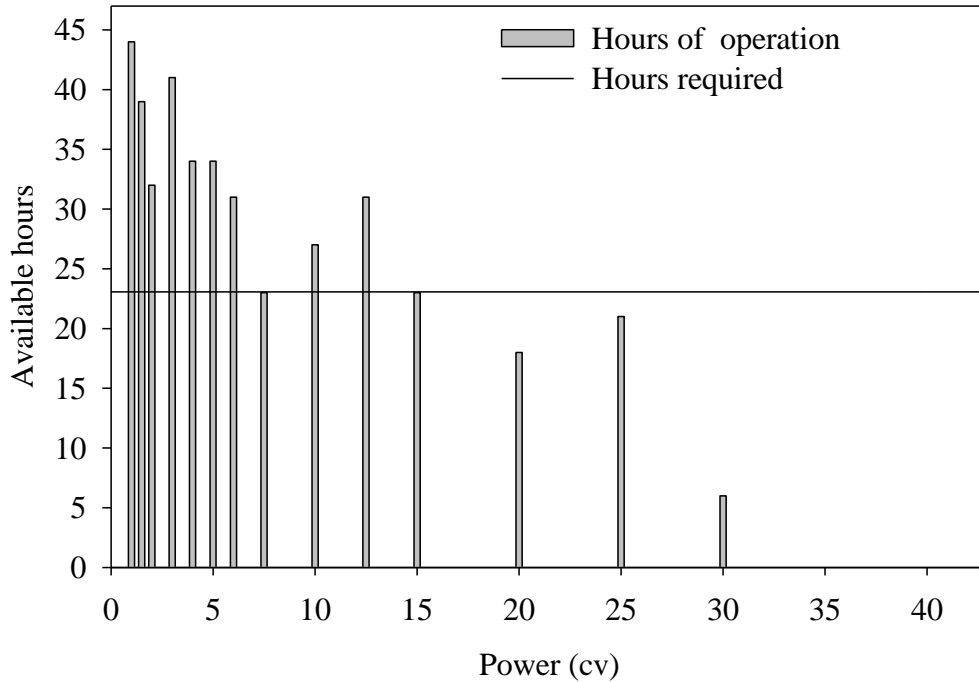
230 The state of Rio Grande do Sul has the four well-defined seasons (Alvares et al., 2013), which
231 directly influences the intensity of available solar radiation. In September, early spring, it is possible
232 to identify an increase in the availability of solar radiation, and April, early autumn, brings the
233 beginning of reduction in its intensity.

234 The highest radiation levels were found in January and December, with values of 0.79 and 0.81
235 kWh m², respectively, close to 13:00 h. This behavior occurred for all months of the year, with the
236 lowest value found in June, 0.37 kWh m², for the same time.

237 In a study conducted in Australia, Mccormic & Suehrcke (2018) observed an amplitude of daily
238 solar radiation similar to the results found in the present study and higher maximum values for
239 December. Urrego-Ortiz et al. (2019) verified the highest values of solar radiation in March, July and
240 August 2016 and in January and February 2017, with values higher than 0.9 kWh m⁻². This difference
241 in maximum values of solar radiation between months compared to the present study is due to the
242 variation of latitude between sites.

243 According to the historical series analyzed, the need for complementary irrigation was 203 mm
244 for one cultivation cycle, which corresponds to 23.07 hours of operation of the irrigation system.
245 Figure 3 shows the number of possible hours of operation of each irrigation system evaluated, as well
246 as their comparison with the amount of hours available.

247



248

249 FIGURE 3. Number of hours of operation according to the power (cv) of the electric motors.

250

251 It is possible to note that there is availability for the operation of irrigation systems that use
 252 motors up to 15 cv. For systems that require higher powers such as 20, 25, 30 and 40 cv, the amount
 253 of possible hours of operation is lower than the minimum required to meet the crop's need, to the
 254 point of preventing the operation when a 40 cv motor is used.

255 Corroborating the present analysis, Medeiros et al. (2021) state that regional historical climate
 256 trends should be used for long-term planning in order to determine the power generation potential of
 257 a region or country. Habib et al. (2020) also highlights that the potential for photovoltaic power
 258 generation is limited to the amount of solar radiation available, weather conditions, terrain topography
 259 and conversion efficiencies of the systems.

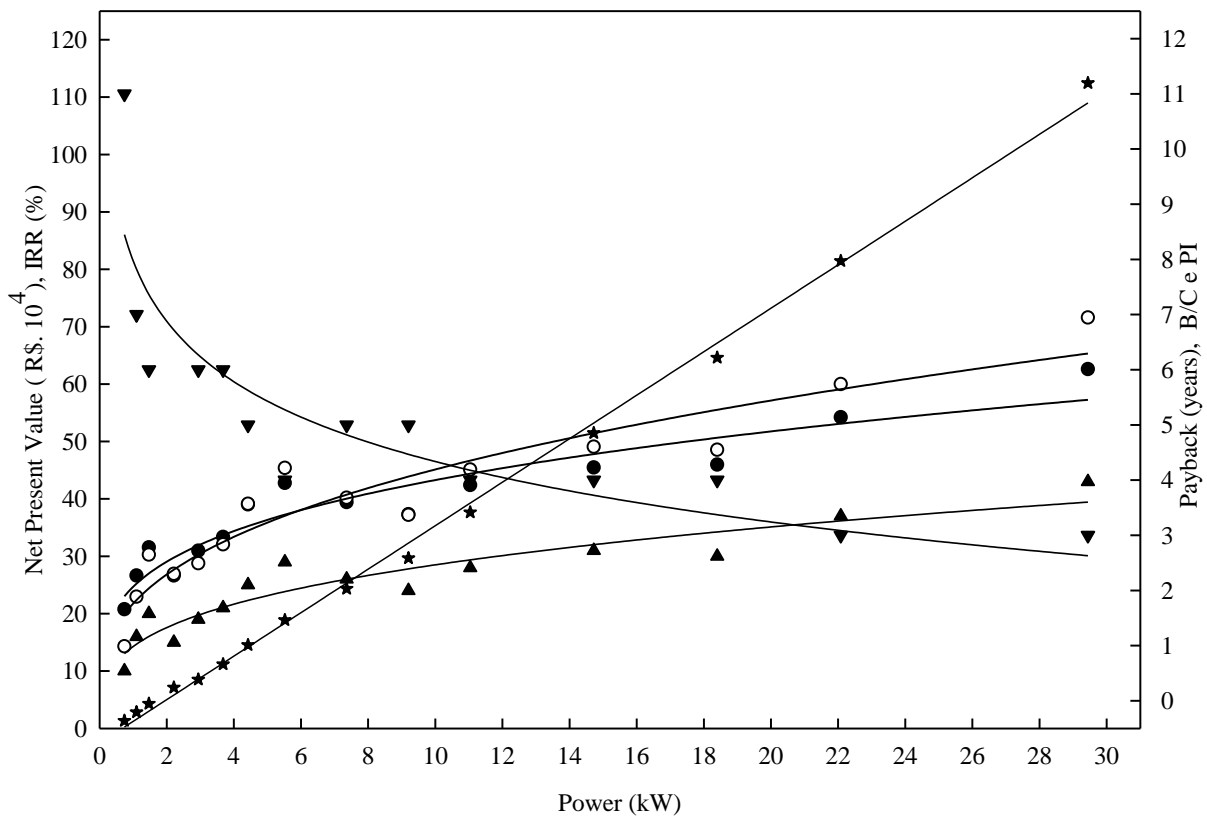
260 Reça et al. (2016), using irrigation in greenhouses with autonomous irrigation systems with
 261 direct solar pumping, pointed out that it is a technically and economically feasible alternative,
 262 provided that irrigation is subdivided into sectors. Kummar et al. (2020) highlighted that the main

263 advantage of solar-powered pumping systems is that they do not need to use fossil fuels for operation,
 264 which reduces environmental pollution.

265 In a study comparing pumping systems connected to the grid and isolated solar systems, Shojaei
 266 & Akavan (2020) found greater economic efficiency for solar-powered water pumping when the
 267 systems are at least 500 meters from the electricity grid, and economic efficiency improves with the
 268 distance from the grid.

269 Figure 4 shows the financial indicators NPV, IRR and B/C, parameters that showed an
 270 increasing behavior as a function of the power increase, with coefficients of determination greater
 271 than 88%. This is justified because the cost per unit of power is higher for the lowest powers.

272



★	NPV = 3.789x - 2.5637	R ² = 0.9974
●	B/C = 2.0744x ^{0.283}	R ² = 0.8994
○	PI = 1.6721x ^{0.3988}	R ² = 0.9001
▼	PB = 7.469x ^{-0.257}	R ² = 0.7223
▲	IRR = 13.951x ^{0.3088}	R ² = 0.8850

273

274 FIGURE 4. Net present value (NPV), internal rate of return (IRR), benefit/cost ratio (B/C), payback
275 and profitability index (PI) for the tested powers.

276

277 These results of NPV are in line with the studies of Jiménez-Castillo et al. (2020) and Bendato
278 et al. (2018), who obtained increasing NPV values as a function of the increase in system power. On
279 the other hand, Reza et al. (2016), when evaluating the sectorization of solar-powered irrigation,
280 observed positive NPV results in irrigation systems with at least 4 sectors per hectare, operating
281 individually, which indicated that the system is profitable in particular cases. For López-Luque et al.
282 (2015), it is proven that direct solar powered pumping systems are a technically and economically
283 feasible alternative, showing a high NPV.

284 Payback showed a decreasing behavior as a function of the increase in power, with R^2 of 72%,
285 that is, the greater the power, the faster the return on investment, as long as there is solar capacity.
286 IRR was higher than MRA for all the powers evaluated in the study; the lowest return was obtained
287 for the 1 cv motor, IRR of 10%, and the highest return was obtained for the 40 cv motor, IRR of 43%.

288 Nijalili et al. (2017), in a study conducted with pumping of water for irrigation, compared the
289 use of solar-powered system with gasoline-powered system for a power of 0.37 kW and found a
290 Payback of 9 years even with the high installation costs mentioned. These data agree with those found
291 in the present study, where Payback was 11 years for the power of 0.74 kW, and this slightly longer
292 time is due to the difference of power between the studies.

293 Although the best results of the indicators were obtained at the highest powers, from the
294 technical point of view they cannot be used because, for the region where the study was conducted,
295 the available solar radiation is not enough for the system to start operating. Thus, the best scenario of
296 economic feasibility and technically possible is with the use of motors with power of 7.5 and 15 cv.
297 Rodrigues et al. (2016) reported that photovoltaic systems connected to the power grid with 5 kW

298 power delivered better results when compared to 1 kW photovoltaic systems, which is justified by
299 the higher costs of investment per Watt installed.

300 As for the B/C ratio, Dalfovo et al. (2019), when studying the generation of solar energy to
301 meet different powers, found a constant ratio for the increase of power, and these results are different
302 from those obtained in the present study, where the ratio increased as the powers increased.

303 For all tested powers, the investment was feasible, with PI values greater than one; except for
304 the power of 1 cv, with a value of 0.99, this parameter showed behavior with R^2 values of 90%. Thus,
305 it shows that the investment is recovered during the analysis period (in this case over the 25 years).

306 The performance found in this study shows the opposite behavior in comparison to that
307 observed by Zeraatpisheh et al. (2018) with photovoltaic systems connected to the grid where the
308 results found were more profitable for lower power systems. Rodrigues et al. (2016) observed that,
309 in Brazil, systems of 1 kW and 5 kW did not show feasible results in any scenario, being considered
310 as one of the worst results among the countries studied. Brodziński et al. (2021), studying different
311 sizes of solar plants, observed through the analysis of IRR and PI values that plants with higher
312 capacity have the best results in terms of investment among the facilities studied.

313

314 **CONCLUSIONS**

315
316 Irrigation with solar energy system in areas with available and adequate radiation levels is a
317 feasible alternative, increasing the sustainability and profitability of irrigated agriculture. Off-grid
318 photovoltaic systems without energy storage are technically feasible to meet systems with power up
319 to 15 cv, higher values compromise the crop's water demand.

320 For the powers used, off-grid photovoltaic systems are an economically feasible alternative
321 according to the economic parameters analyzed. The use of photovoltaic systems contributes to the
322 socioeconomic development of remote sites, despite the technical limitation, despite the technical
323 limitation.

324

325 **ACKNOWLEDGMENTS**

326 The authors thank the Coordination for the Improvement of Higher Education Personnel (Capes) for
327 granting scholarship to the authors

328

329 **REFERENCES**

330

331

332 ABSOLAR - Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica. 2021. Available at:
333 [https://www.absolar.org.br/noticia/absolar-projeta-investimento-de-r-226-bilhoes-no-setor-solar-](https://www.absolar.org.br/noticia/absolar-projeta-investimento-de-r-226-bilhoes-no-setor-solar-em-2021/)
334 [em-2021/](https://www.absolar.org.br/noticia/absolar-projeta-investimento-de-r-226-bilhoes-no-setor-solar-em-2021/). Accessed on Jun 15, 2021.

335

336 Acosta-Silva, YDJ, Torres-Pacheco I, Matsumoto Y, Toledano-Ayala M, Soto-Zarazúa GM,
337 Zelaya-ángel O, Méndez-lópez, A (2019) Applications of solar and wind renewable energy in
338 agriculture: A review. *Science progress* 102(2):127-140.
339 <https://doi.org/10.1177/0036850419832696>.

340

341 Alvares CA, Stape JL, Sentelhas PC, De Moraes Gonçalves JL, Sparovek G (2013) Köppen's climate
342 classification map for Brazil. *Meteorologische Zeitschrift* 22(6):711-728. DOI:
343 <https://doi.org/10.1127/0941-2948/2013/0507>.

344

345 Allen RG, Pereira LS, Raes D, Smith M (1998) Crop evapotranspiration -Guidelines for computing
346 crop water requirements - FAO Irrigation and drainage paper 56. *Fao* 300(9):D05109. DOI:
347 [10.1127/0941-2948/2013/0507](https://doi.org/10.1127/0941-2948/2013/0507)

348

349 Bendato I, Bonfiglio A, Brignone M, Delfino F, Pampararo F, Procopio R, Rossi M (2018) Design
350 criteria for the optimal sizing of integrated photovoltaic-storage systems. *Energy* 149:505-515.

351

352 Benghanem M, Daffallah KO, Almohammed A (2018) Estimation of daily flow rate of photovoltaic
353 water pumping systems using solar radiation data. *Results in Physics* 8:949-954.

354

355 Brodziński Z, Brodzińska K, Szadziun M (2021) Photovoltaic Farms—Economic Efficiency of
356 Investments in North-East Poland. *Energies* 14(8):2087. DOI: <https://doi.org/10.3390/en14082087>

357

358 Dalfovo WCT, Zilio PC, Sornberger GP, Redivo AA (2019) Viabilidade Econômica da implantação
359 de Energia Solar Fotovoltaica para a redução dos custos com energia elétrica das famílias com

- 360 diferentes níveis de renda: uma análise para a região norte de Mato Grosso. Sociedade,
361 Contabilidade e Gestão 14(3):118-143.
362
- 363 Faria RTDe, Caramori PH, Chibana EY, Brito LRdeS, Nakamura AK, Ferreira AR (2002) Climate -
364 computer program for organizing and analyzing meteorological data. Londrina: IAPAR, 29p.
365 (IAPAR. Technical Bulletin, 66).
366
- 367 García, A. M, Gallagher J, Mcnabola A, Poyato EC, Barrios PM, Díaz JR (2019) Comparing the
368 environmental and economic impacts of on-or off-grid solar photovoltaics with traditional energy
369 sources for rural irrigation systems. Renewable Energy 140:895-904. DOI:
370 <https://doi.org/10.1016/j.renene.2019.03.122>.
371
- 372 Habib SM, Suliman AE.RE, Al Nahry AH, Abd El Rahman EN (2020) Spatial modeling for the
373 optimum site selection of solar photovoltaics power plant in the northwest coast of Egypt. Remote
374 Sensing Applications: Society and Environment 18:100313.
375
- 376 Haddad S, Benghanem M, Mellit A, Daffallah KO (2015) ANNs-based modeling and prediction of
377 hourly flow rate of a photovoltaic water pumping system: Experimental validation. Renewable and
378 Sustainable Energy Reviews 43:635-643. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2014.11.083>
379
- 380 Jebli MB, Youssef SB (2017) Renewable energy consumption and agriculture: evidence for
381 cointegration and Granger causality for Tunisian economy. International Journal of Sustainable
382 Development & World Ecology 24(2):149-158. DOI:
383 <https://doi.org/10.1080/13504509.2016.1196467>
384
- 385 Jiménez-Castillo G, Muñoz-Rodríguez FJ, Rus-Casas C, Talavera DL (2020) A new approach
386 based on economic profitability to sizing the photovoltaic generator in self-consumption systems
387 without storage. Renewable Energy 148:1017-1033. DOI:
388 <https://doi.org/10.1016/j.renene.2019.10.086>
389
- 390 Kirchner JH, Robaina AD, Peiter MX, Torres RR, Mezzomo W, Pimenta BD (2019) Viabilidade
391 financeira da irrigação em sorgo forrageiro em sistema de aspersão para bovinocultura de corte.
392 Irriga 24(1):143-161.
393
- 394 Kumar SS, Bibin C, Akash K, Aravindan K, Kishore M, Magesh G (2020) Solar powered water
395 pumping systems for irrigation: a comprehensive review on developments and prospects towards a
396 green energy approach. Materials Today: Proceedings 33:303-307. DOI:
397 <https://doi.org/10.1016/j.matpr.2020.04.092>.
398

- 399 López-Luque R, Reca J, Martínez J (2015) Optimal design of a standalone direct pumping
400 photovoltaic system for deficit irrigation of olive orchards. *Applied energy* 149:13-23. DOI:
401 <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2015.03.107>.
402
- 403 Mantri SR, Kasibhatla RS, Chennapragada VKB (2020) Grid-connected vs. off-grid solar water
404 pumping systems for agriculture in India: A comparative study. *Energy Sources, Part A: Recovery,*
405 *Utilization, and Environmental Effects* 1-15. <https://doi.org/10.1080/15567036.2020.1745957>
406
- 407 McCormick PG, Suehrcke H (2018) The effect of intermittent solar radiation on the performance of
408 PV systems. *Solar Energy* 171:667-674.
409
- 410 Niajalili M, Mayeli P, Naghashzadegan M, Poshtiri AH (2017) Techno-economic feasibility of off-
411 grid solar irrigation for a rice paddy in Guilan province in Iran: A case study. *Solar Energy*
412 150:546-557.
413
- 414 Pardo, M. Á.; Manzano, J.; Valdes-Abellan, J.; Cobacho, R. Standalone direct pumping photovoltaic
415 system or energy storage in batteries for supplying irrigation networks. Cost analysis. **Science of the**
416 **total environment**, v. 673, p. 821-830, 2019. <https://doi.org/10.1016/j.scitotenv.2019.04.050>
417
- 418 Reca J, Torrente C, López-Luque R, Martínez J (2016) Feasibility analysis of a standalone direct
419 pumping photovoltaic system for irrigation in Mediterranean greenhouses. *Renewable Energy*
420 85:1143-1154.
421
- 422 Rezk H (2016) A comprehensive sizing methodology for stand-alone battery-less photovoltaic
423 water pumping system under the Egyptian climate. *Cogent Engineering* 3(1):1242110. DOI:
424 <http://dx.doi.org/10.1080/23311916.2016.1242110>.
425
- 426 Ridzuan NHAM, Marwan NF, Khalid N, Ali MH, Tseng (2020) Effects of agriculture, renewable
427 energy, and economic growth on carbon dioxide emissions: Evidence of the environmental Kuznets
428 curve. *Resources, Conservation and Recycling* 160:104879. DOI:
429 <https://doi.org/10.1016/j.resconrec.2020.104879>
430
- 431 Rizi AP, Ashrafzadeh A, Ramezani A (2019) A financial comparative study of solar and regular
432 irrigation pumps: Case studies in eastern and southern Iran. *Renewable Energy* 138:1096-1103.
433 DOI: <https://doi.org/10.1016/j.renene.2019.02.026>
434
- 435 Rodrigues S, Torabikalaki R, Faria F, Cafôfo N, Chen X, Ivaki AR, Mata-Lima H, Dias FM (2016)
436 Economic feasibility analysis of small scale PV systems in different countries. *Solar Energy*
437 131:81-95. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.solener.2016.02.019>
438

- 439 Sampaio PGV, González MOA (2017) Photovoltaic solar energy: Conceptual framework.
440 Renewable and Sustainable Energy Reviews 74:590-601. DOI:
441 <https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.02.081>.
442
- 443 Shojaei M, Akhavan S (2020) Economic assessment of photovoltaic (PV) water pumping system in
444 drip-irrigated fields. Iranian Water Research Journal 14:19-28.
445
- 446 Sontake VC, Kalamkar VR (2016) Solar photovoltaic water pumping system-A comprehensive
447 review. Renewable and Sustainable Energy Reviews 59:1038-1067. DOI:
448 <https://doi.org/10.1016/j.rser.2016.01.021>.
449
- 450 Torres RR, Robaina AD, Peiter MX, Ben LHB, Mezzomo W, Kirchner JH, Pereira TS, Buske TC,
451 Vivan GA, Girardi LB (2019) Economic of the irrigated production of forage millet. Semina:
452 Ciências Agrárias 40(2):623-638.
453
- 454 Urrego-Ortiz J, Martínez JA, Arias PA, Jaramillo-Duque Á (2019) Assessment and Day-Ahead
455 Forecasting of Hourly Solar Radiation in Medellín, Colombia. Energies 12(22):4402.
456
- 457 Villalva MG Energia solar fotovoltaica: conceitos e aplicações (2015) São Paulo, Editora Érica.
458 224p.
459
- 460 Zeraatpisheh M, Arababadi R, Saffari Pour M (2018) Economic analysis for residential solar PV
461 systems based on different demand charge tariffs. Energies 11(12):3271. DOI:
462 <https://doi.org/10.3390/en11123271>

1 **6 ARTIGO 2 - ECONOMIC PERFORMANCE OF OFF-GRID**
2 **PHOTOVOLTAIC SYSTEMS FOR IRRIGATION**

3

4 **HIGHLIGHTS:**

5 *The implementation costs off-grid solar system significantly reduces with increasing*
6 *generation power.*

7 *Off-grid photovoltaic systems with higher powers have an energy cost higher than that*
8 *practiced by the energy concessionaire.*

9 *The variation in revenues and implementation costs demonstrate the profitability of*
10 *photovoltaic projects for rural areas.*

11

12 **ABSTRACT:** Renewable energies are alternatives to replace fossil fuels and are crucial
13 for the sustainability of the agricultural sector, besides being an important alternative for
14 pumping water in irrigation. Thus, understanding revenues and expenses are fundamental
15 in economic feasibility. Therefore, the aim of this study was to assess the behavior of
16 economic indicators in off-grid solar energy system for irrigation based on different
17 scenarios. Photovoltaic projects were developed for different irrigation powers ranging
18 from 0.736 to 22,1 kW, the costs for implementation and operation, as well as the
19 occurrence of economy of scale were evaluated, and the levelized cost of energy for each
20 power analyzed was determined. In addition, sensitivity analyses were performed,
21 considering the variation in product price and investment cost, to demonstrate the
22 responses in relation to economic indicators. Photovoltaic energy projects showed
23 increasing costs with the increase in power, and the normalized cost per kW followed an
24 economy of scale, while the levelized cost of energy showed feasibility, except for the

25 power of 22.1 kW. Sensitivity analyses showed profitability for the analyzed
26 configurations.

27

28 **Key words:** solar power system, off-grid, levelized cost of energy, sensitivity analysis

29

30 **Desempenho econômico de sistemas fotovoltaicos off-grid para irrigação**

31

32 **RESUMO:** As energias renováveis são alternativas para substituição dos combustíveis
33 fósseis sendo crucial para a sustentabilidade do setor agrícola, e importante alternativa
34 para o bombeamento de água na irrigação. Assim a compreensão das receitas e despesas
35 são fundamentais na viabilidade econômica. Com isso, o objetivo do presente estudo foi
36 verificar o comportamento dos indicadores econômicos em sistema de energia solar off-
37 grid para irrigação com base em diferentes cenários. Foram desenvolvidos projetos
38 fotovoltaicos para diferentes potências de irrigação variando de 0,736 até 22,1 kW,
39 avaliado os custos para implantação e operação, a ocorrência de economia de escala e
40 verificado o custo nivelado de energia para cada potência analisada. Além disso, foram
41 realizadas análises de sensibilidade, considerando a variação do preço de produto e custo
42 de investimento, para demonstrar as respostas em relação aos indicadores econômicos.
43 Portanto, os projetos de energia fotovoltaicos apresentaram custos crescentes com
44 aumento da potência, e o custo normalizado por kW seguiu uma economia de escala, já o
45 custo nivelado de energia demonstrou viabilidade, exceto para a potência de 22,1 kW. As
46 análises de sensibilidade, demonstraram a rentabilidade para as configurações analisadas.

47

48 **Palavras-chave:** sistema de energia solar, fora de rede elétrica, custo nivelado de energia,
49 análise de sensibilidade

INTRODUCTION

50

51 The agricultural is constantly modernizing, and this process entails increased energy
52 consumption. In irrigation, this occurs due to the demand for electric motors or diesel that
53 supply the pumping systems (García et al., 2019). The use of renewable energies is a
54 crucial point for the sustainability of the agricultural sector, being an alternative for water
55 pumping in irrigation (Velasco-Muñoz et al., 2019; Lowitzsch et al., 2020). The increase
56 in fuel and electricity prices favors the use of renewable energies (García et al., 2019).

57 Photovoltaic solar energy is an abundant, widespread and easy-to-apply source and it
58 can be adopted in several sectors of agricultural production (Gorjian et al., 2021). The
59 photovoltaic system can operate in system connected to the power grid, not connected to
60 the power grid or autonomous (Ghenai et al., 2020), and this last case solar pumping for
61 irrigation stands out, because, can be an alternative for regions that are remote and with
62 difficult access to the electricity grid (Piechocki et al., 2018; Todde et al., 2019).

63 The price of energy and the solar intensity of the region are relevant factors when
64 defining the benefit/cost ratio in the implementation of these systems. The levelized cost
65 of energy is the minimum cost at which energy must be sold to reach the equilibrium
66 point during the lifetime of the project (Zhao et al., 2017). Thus, the analysis of the
67 feasibility through this methodology enables the comparison of technologies (Branker et
68 al., 2011; Larsson et al., 2014).

69 Studying scenarios allows the evaluation of feasibility according to the variations in
70 costs and revenues involved, as well as the sensitivity of the response. It is a tool for
71 decision making, because it returns different possibilities of profitability for the project
72 (Bustos et al., 2016; Carrêlo et al., 2020). In view of the above, the objective of this study
73 was to assess the behavior of economic indicators in off-grid solar energy system for
74 irrigation based on different scenarios.

MATERIAL AND METHODS

75

76 In irrigation, the need for energy occurs at times of high evaporative demand from the
77 atmosphere. Thus, the study was conducted with off-grid photovoltaic system without
78 energy storage, used to supply irrigation pumping stations with different power demands,
79 which ranged from 0.736 to 22.1 kW.

80 Photovoltaic projects were developed through the survey of solar availability that met
81 the power demands of each pumping system. For this, a historical series of 16 years
82 (2004-2019) of hourly meteorological data was used, in which radiation data (kJ m^{-2}) and
83 the need for irrigation during the summer harvest period (November to March) for the
84 region of Santa Maria-RS were identified.

85 In addition to the solar radiation data, hourly data of rainfall (mm), maximum and
86 minimum temperatures ($^{\circ}\text{C}$), relative humidity (%) and wind speed (m s^{-1}) were also
87 obtained, through the automatic weather station of the National Institute of Meteorology,
88 located at the Federal University of Santa Maria. These data were used to perform the
89 analysis of the average need for irrigation during the study period. The gaps identified in
90 the historical series were corrected using Clima software (Faria et al., 2002).

91 For project purposes, soybean crop was used and the required irrigation period was
92 defined using an application rate of 8.8 mm h^{-1} . The interval between irrigation events
93 was fixed and equal to seven days, considering that the water demand of the period was
94 not met by rainfall. Crop irrigation management was performed using the Penman-
95 Monteith-FAO equation (Allen et al., 1998), based on reference evapotranspiration
96 (ET_0). Thus, through experiments carried out during four consecutive harvests (2017-
97 2021), an average yield of $102.62 \text{ sc ha}^{-1}$ was used for the crop.

98 The photovoltaic solar power generation systems were sized to supply pumping
99 systems with the available commercial powers of 0.7, 1.1, 1.5, 2.2, 2.9, 3.7, 4.4, 5.5, 7.4,

100 9.2, 11, 14.7, 18.4 and 22.1 kW. Solar drives (CC-AC solar voltage inverters) with powers
 101 1.3 times higher than the power of the motors were used in each configuration.

102 The systems were powered by the energy generated in the set of monocrystalline solar
 103 modules with unit power of 400 Wp, maximum operating voltage of 41.7 V, open circuit
 104 voltage of 49.8 V, operating current of 9.6 A, short-circuit current of 10.36 A and module
 105 efficiency of 19.88%. The arrangements of modules in series and in parallel were sized
 106 according to each power demand. The technical characteristics of the solar drives are
 107 presented in Table 1.

108

109 **Table 1.** Technical characteristics of the solar drivers, all with AC output voltage of 380

110 V

Nominal current (A)	CC max. input voltage (Vcc)	CC operating voltage CC (Vcc)	Inverter maximum power (cv)
4.3	810	450-760	1.50
4.3	810	450-760	2.00
6.1	810	450-760	3.00
10	810	450-760	5.00
14	810	450-760	7.50
14.6	780	350-780	7.50
16	810	450-760	10.00
24	810	450-760	15.00
31	810	450-760	20.00
32	810	450-760	20.38
45	810	450-760	30.00
62	780	350-780	40.70

111

112 Hourly energy generation was determined analytically using the method of insolation

113 (Villalva, 2015), according to Eq. 1.

114

$$115 \quad E_{\text{generated}} = H_{\text{avg}} \cdot A_{\text{mod}} \cdot \eta_{\text{mod}} \cdot N_{\text{mod}} \cdot p \quad (1)$$

116 where:

117 $E_{\text{generated}}$ - energy produced; (kW h);118 H_{avg} - average hourly solar radiation, (kW h m⁻² h⁻¹);119 A_{mod} - photovoltaic generator surface, (m²);120 η_{mod} - module efficiency (%);121 N_{mod} - number of modules used; and,122 p - system loss factor (per day).

123

124 For each solar power generation project evaluated, the costs for its implementation
 125 were surveyed, which included the values related to solar panels, inverters, cables,
 126 connectors, fixation system, projects, maintenance and insurance, in order to perform an
 127 analysis of economy of scale as a function of the increase in installed power.

128 Economic analysis was performed for the period of 25 years (lifetime of photovoltaic
 129 modules), considering the annual cash flow, the profits obtained and the amortization of
 130 the initial cost. In order to obtain equivalence with literature results, the values were
 131 converted into dollar with a quotation of R\$ 5.43 (11/15/2021).

132 The levelized cost of energy (LCOE) is equal to the sum of the costs incurred during
 133 the lifetime of the project, being the sum of the annual, initial, operation and maintenance
 134 costs that were paid over the project period, divided by the sum of the energy units
 135 produced, according to Eq. 2.

136

$$137 \quad \text{LCOE} = \frac{\sum_{i=0}^N \left[\frac{C_i + L_i + \text{OM} + I_i}{(1+j)^i} \right]}{\sum_{i=0}^N \left[\frac{E_i}{(1+j)^i} \right]} \quad (2)$$

138 where:

139 C_i - total cost of system installation (US\$);

140 L_i - cost of the land (US\$);

141 OM - costs of operation and maintenance estimated at 2% of the initial investment cost
142 (US\$);

143 I_i - insurance costs (%);

144 j - discount rate (%);

145 N - project horizon (years);

146 t - project time (period) (years); and,

147 E_i - energy produced (kW h).

148

149 The effect of profitability obtained in each solar power generation project considered
150 the values paid to the energy concessionaire, that is, the electricity tariff (US\$ 0.053 kW
151 h), together with the gains corresponding to agricultural production. The average price of
152 the soybean sack, practiced in the Port of Rio Grande, during four years of the
153 experiments, in the state of Rio Grande do Sul, was used (US\$ 18.82). Input values in the
154 cash flow for each tested configuration were determined by adopting the power per
155 irrigated area ratio according to Bruning et al. (2020). A minimum attractiveness rate
156 (MAR) of 2.5% was considered, which exceeds the annual income of the Selic rate in
157 2020.

158 After obtaining the cash flows, sensitivity analyses of the realistic scenarios were
159 performed, considering the variation of the parameters product price and initial
160 investment cost. The variation values for both situations were $\pm 30\%$, considering a 5%
161 interval. With these results, it was possible to demonstrate the behavior in relation to the

162 economic indicators net present value (NPV), internal rate of return (IRR), benefit/cost
 163 ratio (B/C) and levelized cost of energy (LCOE), according to Eqs. 3 to 5, respectively.

164

$$165 \quad NPV = \sum_{t=0}^N \frac{Ft}{(1+j)^t} \quad (3)$$

166 where:

167 NPV - net present value, (US\$ ha⁻¹);

168 j - minimum attractiveness rate (MAR), (decimal);

169 N - project horizon, (years);

170 t - project time (period), (years); and,

171 Ft - net cash flow in each year, (US\$ ha⁻¹).

172

$$173 \quad \sum_{j=0}^N \frac{Ft}{(1+IRR)^t} = 0 \quad (4)$$

174 where:

175 IRR - internal rate of return, (decimal);

176 j - discount rate or minimum attractiveness rate (MAR), (decimal);

177 N - project horizon, (years);

178 t - project time (period), (years); and,

179 Ft - net cash flow in each year, (US\$ ha⁻¹).

180

$$181 \quad B/C = \frac{\sum_{t=0}^N \frac{B}{(1+j)^t}}{\sum_{t=0}^N \frac{C}{(1+j)^t}} \quad (5)$$

182 where:

183 B/C - benefit/cost ratio;

184 B - revenues, (US\$ ha⁻¹); and,

185 C - expenses, (US\$ ha⁻¹).

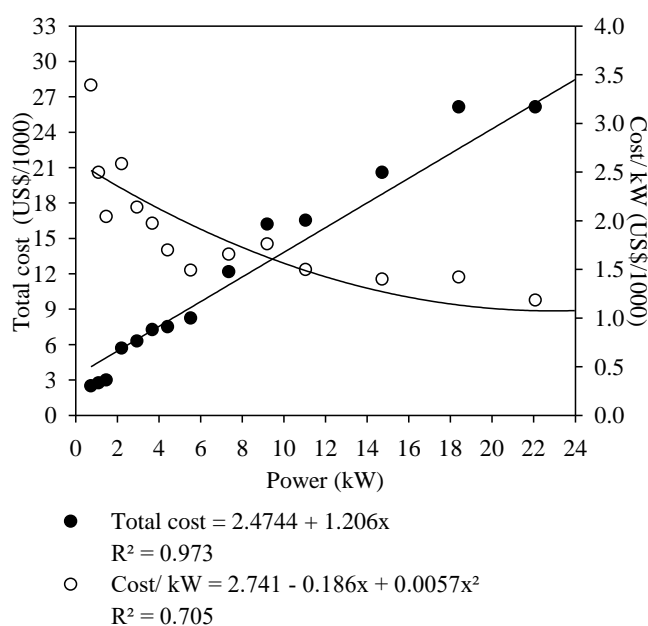
186

187

RESULTS AND DISCUSSION

188 The total investment costs for the implementation of each power generation project
189 that supplies certain powers are shown in Figure 1. The behavior of total costs was
190 increasing with the increase of installed power, following a linear trend of increase.

191



192

193 **Figure 1.** Total costs and costs per kW for the tested powers

194

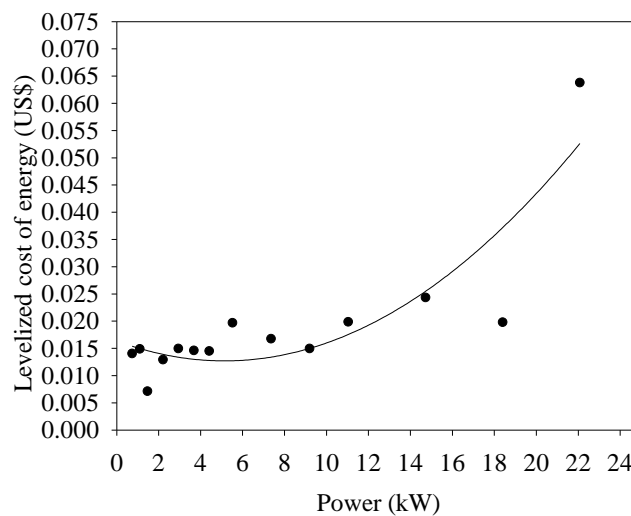
195 Total costs ranged from US\$ 2,498.16 to US\$ 26,142.54, showing a diseconomy of
196 scale, since the cost values were increasing with the increase in installed power. However,
197 the costs related to the installation of each kW demonstrated an economy of scale, as they
198 followed a decreasing behavior, that is, there was a reduction in the cost of kW for the
199 implementation of projects with higher power. The values per kW found in this study
200 ranged from US\$ 3,394.24 for the power of 0.736 kW to US\$ 1,183.99 for the power of
201 22.1 kW. These values represent a 65% reduction at the highest powers. The mean of

202 economy of scale was 47.1% with a standard deviation of 12.6% among the powers
 203 analyzed.

204 This behavior corroborates those reported by Carrêlo et al. (2020), who demonstrated
 205 that the investment cost for irrigation systems with photovoltaic generation of higher
 206 powers showed an increasing behavior as a function of the increase in installed power.
 207 Similarly, the cost normalized by power followed a similar behavior, but with lower
 208 values, in the average of 15% reduction with the increase of power.

209 Based on the methodology used in the comparison of electricity generation
 210 technologies, the levelized cost of energy showed an increasing behavior as a function of
 211 the installed powers, as shown in Figure 2.

212



• $LCOE = 0.483 - 0.031x + 0.0022x^2$
 $R^2 = 0.759$

213

214 **Figure 2.** Levelized cost of energy for the tested powers

215

216 Knowing that the LCOE is the point that makes a photovoltaic system feasible
 217 compared to the values that would be paid to use the electricity grid, it was found that for
 218 the powers up to 18.4 kW the values were lower than the possible electricity tariffs for

219 the rural sector. For the power of 22.1 kW, the LCOE value was higher than the electricity
220 tariff, thus not being an economically feasible alternative, since the implementation costs
221 were relatively high in comparison to the electricity generation potential for the analyzed
222 period.

223 The average of LCOE values that were below the energy tariff was US\$ 0.016 with a
224 standard deviation of US\$ 0.004, and these values were lower than those found by Hwang
225 et al. (2021), who obtained results for LCOE of US\$ 0.115 kW h⁻¹ and US\$ 0.156 kW h⁻¹
226 in a study conducted in different cities. For an off-grid photovoltaic system with power
227 reserve, Ouedraogo et al. (2015) obtained a LCOE of US\$ 0.75 kW h⁻¹. This value is
228 higher than those found in the present study. The use of energy storage in batteries
229 justifies this difference.

230 Santos & Lucena (2021) conducted a study on LCOE in several cities in Brazil and
231 found an average value of US\$ 0.434 kW h⁻¹, and the lowest value was US\$ 0.395 kW h⁻¹
232 obtained for the north of the country. These values are higher than those found in the
233 present study. However, the electricity tariff in urban perimeters is higher than that
234 practiced for rural enterprises, increasing the cost of urban photovoltaic systems and
235 thereby raising the LCOE.

236 Lorenzo et al. (2018) compared irrigation systems powered by photovoltaic energy,
237 diesel engines and grid power in seven countries and observed savings in the photovoltaic
238 system that ranged from 30 to 84% compared to systems with diesel engines and
239 connected to the grid, respectively. The LCOE for photovoltaic system ranged from US\$
240 0.045 to US\$ 0.17 kW h⁻¹ for the same comparison.

241 In projects of photovoltaic solar systems some variables such as the price of the
242 product and the cost for implementing the system are fundamental for analysis. However,
243 these variables are often uncertain, making it difficult to make decisions about the project.

244 Thus, sensitivity analysis can help in solving these uncertainties and give reliability to
 245 photovoltaic solar power generation projects.

246 Table 3 presents the results of the sensitivity analysis regarding the variation of product
 247 price according to the financial indicators.

248

249 **Table 3.** Sensitivity analysis in relation to the variation of product price for each power
 250 (kW)

Power	Percentage variation												
	30%	25%	20%	15%	10%	5%	0%	-5%	-10%	-15%	-20%	-25%	-30%
	NPV/1000 (1000 US \$)												
0.7	4.3	4.0	3.7	3.4	3.1	2.8	2.5	2.2	1.9	1.5	1.2	0.9	0.6
1.1	8.0	7.5	7.1	6.6	6.1	5.7	5.2	4.7	4.3	3.8	3.4	2.9	2.4
1.5	11.7	11.0	10.4	9.8	9.2	8.6	8.0	7.3	6.7	6.1	5.5	4.9	4.3
2.2	18.7	17.8	16.8	15.9	15.0	14.1	13.1	12.2	11.3	10.4	9.4	8.5	7.6
2.9	23.1	21.9	20.6	19.4	18.2	16.9	15.7	14.5	13.2	12.0	10.8	9.5	8.3
3.7	29.9	28.3	26.8	25.2	23.7	22.1	20.6	19.1	17.5	16.0	14.4	12.9	11.3
4.4	37.9	36.1	34.2	32.3	30.5	28.6	26.8	24.9	23.1	21.2	19.4	17.5	15.7
5.5	48.7	46.4	44.0	41.7	39.4	37.1	34.8	32.5	30.2	27.8	25.5	23.2	20.9
7.4	63.4	60.3	57.2	54.1	51.0	47.9	44.8	41.8	38.7	35.6	32.5	29.4	26.3
9.2	77.8	74.0	70.1	66.2	62.4	58.5	54.7	50.8	46.9	43.1	39.2	35.4	31.5
11	97.1	92.5	87.9	83.3	78.6	74.0	69.4	64.7	60.1	55.5	50.8	46.2	41.6
14.7	131.9	125.7	119.5	113.3	107.2	101.0	94.8	88.6	82.5	76.3	70.1	63.9	57.8
18.4	165.3	157.6	149.9	142.1	134.4	126.7	119.0	111.3	103.5	95.8	88.1	80.4	72.7
22.1	205.6	196.3	187.1	177.8	168.6	159.3	150.0	140.8	131.5	122.2	113.0	103.7	94.5
Power	IRR (%)												
0.7	14.6	13.8	13.1	12.3	11.5	10.7	9.9	9.1	8.3	7.4	6.5	5.6	4.6
1.1	21.4	20.4	19.4	18.5	17.5	16.5	15.5	14.5	13.5	12.5	11.4	10.3	9.2
1.5	26.8	25.7	24.5	23.4	22.2	21.1	19.9	18.7	17.5	16.3	15.1	13.9	12.6
2.2	20.7	19.7	18.8	17.9	16.9	16.0	15.0	14.1	13.1	12.1	11.1	10.0	9.0
2.9	25.6	24.5	23.4	22.3	21.2	20.1	18.9	17.8	16.7	15.5	14.4	13.2	12.0

3.7	28.0	26.8	25.6	24.4	23.2	22.1	20.9	19.7	18.4	17.2	16.0	14.7	13.4
4.4	33.0	31.6	30.3	28.9	27.6	26.2	24.8	23.5	22.1	20.7	19.3	17.9	16.5
5.5	37.8	36.3	34.7	33.2	31.6	30.1	28.5	27.0	25.4	23.9	22.3	20.7	19.1
7.4	33.9	32.5	31.1	29.7	28.3	26.9	25.5	24.1	22.7	21.3	19.8	18.4	16.9
9.2	31.7	30.4	29.1	27.8	26.4	25.1	23.8	22.5	21.1	19.8	18.4	17.1	15.7
11	37.6	36.1	34.6	33.0	31.5	29.9	28.4	26.9	25.3	23.8	22.2	20.6	19.0
14.7	40.5	38.8	37.2	35.6	33.9	32.3	30.6	29.0	27.3	25.7	24.0	22.3	20.6
18.4	39.9	38.3	36.6	35.0	33.4	31.8	30.2	28.6	27.0	25.3	23.7	22.0	20.4
22.1	48.2	46.3	44.4	42.5	40.5	38.6	36.7	34.7	32.8	30.9	28.9	27.0	25.0

Power	B/C												
0.7	2.2	2.1	2.0	1.9	1.8	1.7	1.7	1.6	1.5	1.4	1.3	1.3	1.2
1.1	2.9	2.8	2.7	2.6	2.5	2.4	2.3	2.2	2.0	1.9	1.8	1.7	1.6
1.5	3.6	3.5	3.3	3.2	3.1	2.9	2.8	2.6	2.5	2.4	2.2	2.1	2.0
2.2	3.0	2.8	2.7	2.6	2.5	2.4	2.3	2.2	2.1	1.9	1.8	1.7	1.6
2.9	3.5	3.4	3.3	3.1	3.0	2.9	2.7	2.6	2.5	2.3	2.2	2.0	1.9
3.7	3.9	3.7	3.6	3.4	3.3	3.1	3.0	2.8	2.7	2.5	2.4	2.2	2.1
4.4	4.6	4.4	4.3	4.1	3.9	3.7	3.6	3.4	3.2	3.0	2.9	2.7	2.5
5.5	5.1	4.9	4.7	4.5	4.3	4.2	4.0	3.8	3.6	3.4	3.2	3.0	2.8
7.4	4.7	4.5	4.3	4.1	4.0	3.8	3.6	3.4	3.2	3.1	2.9	2.7	2.5
9.2	4.4	4.2	4.1	3.9	3.7	3.6	3.4	3.2	3.0	2.9	2.7	2.5	2.4
11	5.1	4.9	4.7	4.5	4.3	4.1	3.9	3.7	3.5	3.3	3.1	2.9	2.8
14.7	5.5	5.3	5.1	4.9	4.7	4.4	4.2	4.0	3.8	3.6	3.4	3.2	3.0
18.4	5.6	5.3	5.1	4.9	4.7	4.5	4.3	4.1	3.9	3.6	3.4	3.2	3.0
22.1	6.7	6.4	6.2	5.9	5.7	5.4	5.1	4.9	4.6	4.4	4.1	3.9	3.6

251

252 The results show that, although the selling price of the product had a 30% reduction
253 and for the lowest power used, the NPV, although low, is positive. IRR is higher than the
254 minimum attractiveness rate, resulting in 4.60% for the worst-case scenario, which is -
255 30%. This analysis is repeated for the B/C ratio, which was equal to 1.2, representing a
256 gain of 20% compared to the costs. In general, with either the increase of power in the

257 system or an improvement in the selling price of the product, the indicators were positive,
 258 making the projects feasible in all configurations analyzed.

259 A sensitivity analysis was also performed considering the variation of the costs of
 260 implementation of off-grid solar power generation systems, presenting the variation of
 261 the indicators NPV, IRR, B/C and LCOE relative to these parameters. Regarding this
 262 variation, the NPV, IRR and B/C indicators presented in Table 4 showed an increasing
 263 variation as a function of the reduction of project implementation costs.

264

265 **Table 4.** Sensitivity analysis for the variation of the costs of implementing the off-grid
 266 solar power generation systems for each power (kW)

Power	Percentage variation												
	30%	25%	20%	15%	10%	5%	0%	-5%	-10%	-15%	-20%	-25%	-30%
	NPV (1000 US \$)												
0.7	1.3	1.5	1.7	1.9	2.1	2.3	2.5	2.7	2.8	3.0	3.2	3.4	3.6
1.1	4.0	4.2	4.4	4.6	4.8	5.0	5.2	5.4	5.6	5.8	6.0	6.2	6.4
1.5	6.6	6.8	7.1	7.3	7.5	7.7	8.0	8.2	8.4	8.6	8.8	9.1	9.3
2.2	11.5	11.8	12.0	12.3	12.6	12.9	13.1	13.4	13.7	14.0	14.2	14.5	14.8
2.9	13.0	13.4	13.9	14.3	14.8	15.2	15.7	16.2	16.6	17.1	17.5	18.0	18.4
3.7	17.5	18.0	18.5	19.0	19.6	20.1	20.6	21.1	21.6	22.2	22.7	23.2	23.7
4.4	23.6	24.2	24.7	25.2	25.7	26.3	26.8	27.3	27.8	28.4	28.9	29.4	29.9
5.5	31.2	31.8	32.4	33.0	33.6	34.2	34.8	35.4	36.0	36.6	37.1	37.7	38.3
7.4	39.7	40.5	41.4	42.2	43.1	44.0	44.8	45.7	46.6	47.4	48.3	49.2	50.0
9.2	47.8	48.9	50.1	51.2	52.4	53.5	54.7	55.8	57.0	58.1	59.3	60.4	61.6
11	62.2	63.4	64.6	65.8	67.0	68.2	69.4	70.5	71.7	72.9	74.1	75.3	76.5
14.7	86.0	87.5	88.9	90.4	91.9	93.4	94.8	96.3	97.8	99.2	100.7	102.2	103.6
18.4	108.1	109.9	111.7	113.5	115.4	117.2	119.0	120.8	122.6	124.4	126.2	128.1	129.9
22.1	139.2	141.0	142.8	144.6	146.4	148.2	150.0	151.8	153.7	155.5	157.3	159.1	160.9
	IRR (%)												
0.7	5.9	6.5	7.1	7.7	8.4	9.1	9.9	10.8	11.7	12.7	13.9	15.1	16.5

1.1	10.7	11.4	12.1	12.8	13.7	14.5	15.5	16.6	17.7	19.0	20.4	22.0	23.8
1.5	14.3	15.1	15.9	16.8	17.7	18.8	19.9	21.1	22.5	24.0	25.7	27.6	29.8
2.2	10.4	11.0	11.7	12.5	13.3	14.1	15.0	16.0	17.2	18.4	19.8	21.3	23.0
2.9	13.6	14.3	15.1	16.0	16.9	17.9	18.9	20.1	21.4	22.9	24.5	26.3	28.4
3.7	15.2	15.9	16.8	17.7	18.6	19.7	20.9	22.1	23.5	25.1	26.8	28.8	31.0
4.4	18.4	19.3	20.2	21.2	22.3	23.5	24.8	26.3	27.9	29.7	31.7	33.9	36.5
5.5	21.3	22.3	23.3	24.5	25.7	27.1	28.5	30.2	32.0	34.0	36.3	38.9	41.8
7.4	18.9	19.8	20.8	21.8	22.9	24.2	25.5	27.0	28.6	30.5	32.5	34.8	37.5
9.2	17.6	18.4	19.3	20.3	21.4	22.5	23.8	25.2	26.7	28.5	30.4	32.6	35.1
11	21.2	22.1	23.2	24.3	25.6	26.9	28.4	30.0	31.8	33.9	36.1	38.7	41.6
14.7	22.9	24.0	25.1	26.3	27.6	29.0	30.6	32.4	34.3	36.4	38.9	41.6	44.7
18.4	22.6	23.6	24.7	25.9	27.2	28.6	30.2	31.9	33.8	35.9	38.3	41.0	44.1
22.1	27.7	28.9	30.2	31.6	33.1	34.8	36.7	38.7	41.0	43.5	46.4	49.6	53.3

Power	B/C												
0.7	1.3	1.3	1.4	1.4	1.5	1.6	1.7	1.7	1.8	2.0	2.1	2.2	2.4
1.1	1.7	1.8	1.9	2.0	2.1	2.2	2.3	2.4	2.5	2.7	2.8	3.0	3.2
1.5	2.1	2.2	2.3	2.4	2.5	2.6	2.8	2.9	3.1	3.3	3.5	3.7	4.0
2.2	1.7	1.8	1.9	2.0	2.1	2.2	2.3	2.4	2.5	2.7	2.8	3.0	3.2
2.9	2.1	2.2	2.3	2.4	2.5	2.6	2.7	2.9	3.0	3.2	3.4	3.6	3.9
3.7	2.3	2.4	2.5	2.6	2.7	2.8	3.0	3.1	3.3	3.5	3.7	4.0	4.2
4.4	2.7	2.8	3.0	3.1	3.2	3.4	3.6	3.7	4.0	4.2	4.4	4.7	5.1
5.5	3.0	3.2	3.3	3.4	3.6	3.8	3.9	4.2	4.4	4.6	4.9	5.3	5.6
7.4	2.8	2.9	3.0	3.1	3.3	3.4	3.6	3.8	4.0	4.2	4.5	4.8	5.1
9.2	2.6	2.7	2.8	2.9	3.1	3.2	3.4	3.6	3.8	4.0	4.2	4.5	4.8
11	3.0	3.1	3.3	3.4	3.6	3.7	3.9	4.1	4.3	4.6	4.9	5.2	5.6
14.7	3.3	3.4	3.5	3.7	3.8	4.0	4.2	4.4	4.7	5.0	5.3	5.6	6.0
18.4	3.3	3.4	3.6	3.7	3.9	4.1	4.3	4.5	4.8	5.0	5.3	5.7	6.1
22.1	4.0	4.1	4.3	4.5	4.7	4.9	5.1	5.4	5.7	6.0	6.4	6.8	7.3

Power	LCOE												
0.7	0.018	0.018	0.017	0.016	0.015	0.015	0.014	0.013	0.013	0.012	0.011	0.011	0.010
1.1	0.019	0.019	0.018	0.017	0.016	0.016	0.015	0.014	0.013	0.013	0.012	0.011	0.010
1.5	0.009	0.009	0.009	0.008	0.008	0.007	0.007	0.007	0.006	0.006	0.006	0.005	0.005
2.2	0.017	0.016	0.015	0.015	0.014	0.014	0.013	0.012	0.012	0.011	0.010	0.010	0.009

2.9	0.019	0.019	0.018	0.017	0.016	0.016	0.015	0.014	0.013	0.013	0.012	0.011	0.010
3.7	0.019	0.018	0.018	0.017	0.016	0.015	0.015	0.014	0.013	0.012	0.012	0.011	0.010
4.4	0.019	0.018	0.017	0.017	0.016	0.015	0.014	0.014	0.013	0.012	0.012	0.011	0.010
5.5	0.026	0.025	0.024	0.023	0.022	0.021	0.020	0.019	0.018	0.017	0.016	0.015	0.014
7.4	0.022	0.021	0.020	0.019	0.018	0.018	0.017	0.016	0.015	0.014	0.013	0.013	0.012
9.2	0.019	0.019	0.018	0.017	0.016	0.016	0.015	0.014	0.013	0.013	0.012	0.011	0.010
11	0.026	0.025	0.024	0.023	0.022	0.021	0.020	0.019	0.018	0.017	0.016	0.015	0.014
14.7	0.032	0.030	0.029	0.028	0.027	0.026	0.024	0.023	0.022	0.021	0.019	0.018	0.017
18.4	0.026	0.025	0.024	0.023	0.022	0.021	0.020	0.019	0.018	0.017	0.016	0.015	0.014
22.1	0.083	0.080	0.077	0.073	0.070	0.067	0.064	0.061	0.057	0.054	0.051	0.048	0.045

267

268 Despite the increase in costs, the systems can be considered economically feasible,
269 since the NPV for all scenarios showed positive results, the IRR showed values that
270 exceed the minimum attractiveness rate, higher than 5,9%, and consequently the B/C ratio
271 showed values ranging from 1.3 to 7.3, demonstrating the profitability of the projects.

272 These results corroborate those found by Bustos et al. (2016), who used a sensitivity
273 range of $\pm 30\%$ and observed that the initial cost had a greater impact on the NPV, with
274 variations of ± 81 and $\pm 43\%$, and a major impact on the results of IRR.

275 In relation to the variation of LCOE, this indicator showed a linear increase as a
276 function of the increase in costs. The minimum value was US\$ 0.005 kW h⁻¹ for the 1.5
277 kW power and the maximum value was US\$ 0.083 kW h⁻¹ for the 22.1 kW power. Thus,
278 for this power the results showed unfeasibility, since they were higher than the value of
279 the energy tariff practiced in the region.

280 These results agree with those of Carrêlo et al. (2020), demonstrating that the variation
281 in the cost of investment in the behavior of IRR was decreasing as a function of the
282 increase in costs, while the LCOE shows the opposite behavior. The same authors
283 emphasize that sensitivity analysis shows the robustness of the profitability of
284 photovoltaic systems against the variation of the system's investment cost.

285 Ouedraogo et al. (2015) emphasizes that understanding the price of photovoltaic
286 energy is an important factor in determining the cost of the electricity generated. These
287 authors demonstrate the occurrence of sensitivity to the reduction of system costs in
288 relation to the LCOE indicator, which tends to decrease with the price of the photovoltaic
289 system. These reductions in the costs of photovoltaic system technologies have a relevant
290 impact on the reduction of LCOE, as they enable a rapid implementation of the system
291 based on a real energy market (Hwang et al., 2021).

292

293

CONCLUSIONS

294 1. Photovoltaic power generation projects for irrigation systems had increasing costs
295 as a function of increasing power. However, the cost normalized by power followed an
296 economy of scale, reaching 65% at the highest powers.

297 2. The levelized cost of energy showed the feasibility of the generation systems as a
298 function of the powers used, except for the 22.1 kW power.

299 3. The use of sensitivity analysis showed that the systems are profitable in relation to
300 the variation of the product prices for the analyzed configurations. It is emphasized that
301 for the variation of the implementation costs, the power of 22.1 kW has values higher
302 than the energy tariff in the region.

303

304

ACKNOWLEDGMENTS

305 The present study was carried out with support from the Coordination for the
306 Improvement of Higher Education Personnel - Brazil (CAPES) - Financing Code 001,
307 through the scholarship granted.

308

309

LITERATURE CITED

- 310 Allen, R. G.; Pereira, L. S.; Raes, D.; Smith, M. Crop evapotranspiration-Guidelines for
311 computing crop water requirements-FAO Irrigation and drainage paper 56. Fao,
312 Rome, v.300, n.9, p.D05109, 1998.
- 313 Branker, K.; Pathak, M. J. M.; Pearce, J. M. A review of solar photovoltaic levelized cost
314 of electricity. Renewable and sustainable energy reviews, v.15, n.9, p.4470-4482,
315 2011. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2011.07.104>
- 316 Bruning, J.; Robaina, A. D.; Peiter, M. X.; Ben, L. H. B.; Torres, R. R.; Rodrigues, S. A.;
317 Chaiben Neto, M.; Pimenta, B. D. Métodos de controle de vazão para racionalização
318 de energia elétrica na irrigação por aspersão convencional. Brazilian Journal of
319 Development, v.6, p.82067-82083, 2020. <https://doi.org/10.34117/bjdv6n10-585>
- 320 Bustos, F.; Toledo, A.; Contreras, J.; Fuentes, A. Sensitivity analysis of a photovoltaic
321 solar plant in Chile. Renewable Energy, v.87, n.1, p.145-153, 2016.
322 <https://doi.org/10.1016/j.renene.2015.09.070>
- 323 Carrêlo, I. B.; Almeida, R. H.; Narvarte, L.; Martinez-Moreno, F.; Carrasco, L. M.
324 Comparative analysis of the economic feasibility of five large-power photovoltaic
325 irrigation systems in the Mediterranean region. Renewable Energy, v.145, n.1, p.2671-
326 2682, 2020. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2019.08.030>
- 327 Faria, R. T.; Caramori, P. H.; Chibana, E.Y.; Brito, L. R. S.; Nakamura, A. K.; Ferreira,
328 A. R. Climate-computer program for organizing and analyzing meteorological
329 data. Londrina: IAPAR, 29p. 2002. (IAPAR. Technical Bulletin, 66).
- 330 García, A. M.; Gallagher, J.; Mcnabola, A.; Poyato, E. C.; Barrios, P. M.; Díaz, J. R.
331 Comparing the environmental and economic impacts of on-or off-grid solar
332 photovoltaics with traditional energy sources for rural irrigation systems. Renewable
333 Energy, v.140, n.1, p.895-904, 2019. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2019.03.122>

- 334 Ghenai, C.; Salameh, T.; Merabet, A. Technico-economic analysis of off grid solar
335 PV/Fuel cell energy system for residential community in desert region. *International*
336 *Journal of Hydrogen Energy*, v.45, n.20, p.11460-11470, 2020.
337 <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2018.05.110>.
- 338 Gorjian, S.; Calise, F.; Kant, K.; Ahamed, M. S.; Copertaro, B.; Najafi, G.; Zhang, X.;
339 Aghaei, M.; Shamshiri, R. R. A review on opportunities for implementation of solar
340 energy technologies in agricultural greenhouses. *Journal of Cleaner Production*, v.285,
341 n.20, p.124807, 2021. <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2020.124807>.
- 342 Hwang, H.; Kim, S.; García, Á. G.; Kim, J. Global sensitivity analysis for assessing the
343 economic feasibility of renewable energy systems for an off-grid electrified city.
344 *Energy*, v.216, n.1, p.119218, 2021. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2020.119218>
- 345 Larsson, S.; Fantazzini, D.; Davidsson, S.; Kullander, S.; Höök, M. Reviewing electricity
346 production cost assessments. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v.30, n.1,
347 p.170-183, 2014. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2013.09.028>
- 348 Lorenzo, C.; Almeida, R. H.; Martínez-Núñez, M.; Narvarte, L.; Carrasco, L. Economic
349 assessment of large power photovoltaic irrigation systems in the ECOWAS region.
350 *Energy*, v.155, n.15, p.992-1003, 2018. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2018.05.066>
- 351 Lowitzsch, J.; Hoicka, C. E.; Van Tulder, F. J. Renewable energy communities under the
352 2019 European Clean Energy Package–Governance model for the energy clusters of
353 the future?. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v.122, n.1, p.109489, 2020.
354 <https://doi.org/10.1016/j.rser.2019.109489>
- 355 Ouedraogo, B. I.; Kouame, S.; Azoumah, Y.; Yamegueu, D. Incentives for rural off grid
356 electrification in Burkina Faso using LCOE. *Renewable Energy*, v.78, n.1, p.573-582,
357 2015. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2015.01.044>

- 358 Piechocki, J.; Sołowiej, P.; Neugebauer, M.; Chen G. Development in energy generation
359 technologies and alternative fuels for agriculture. In: Advances in agricultural
360 machinery and technologies. Taylor & Francis (CRC Press), Boca Raton, Florida,
361 United States, 2018. p.89-112. <https://doi.org/10.1201/9781351132398-4>
- 362 Santos, A. J. L.; Lucena, A. F. P. Climate change impact on the technical-economic
363 potential for solar photovoltaic energy in the residential sector: a case study for Brazil.
364 Energy and Climate Change, v.2, n.1, p.100062, 2021.
365 <https://doi.org/10.1016/j.egycc.2021.100062>
- 366 Todde, G.; Murgia, L.; Deligios, P. A.; Hogan, R.; Carrelo, I.; Moreira, M.; Pazzona, A.;
367 Ledda, L.; Narvarte, L. Energy and environmental performances of hybrid
368 photovoltaic irrigation systems in Mediterranean intensive and super-intensive olive
369 orchards. Science of the Total Environment, v.651, n.2, p.2514-2523, 2019.
370 <https://doi.org/10.1016/j.scitotenv.2018.10.175>
- 371 Velasco-Muñoz, J. F.; Aznar-Sánchez, J. A.; Batlles-Delafuente, A.; Fidelibus, M. D.
372 Sustainable irrigation in agriculture: An analysis of global research. Water, v.11, n.9,
373 p.1758, 2019. <https://doi.org/10.3390/w11091758>
- 374 Villalva, M. G. Energia solar fotovoltaica: conceitos e aplicações. 2. ed. São Paulo.
375 Editora Érica, 2015. 224p.
- 376 Zhao, Z. Y.; Chen, Y. L.; Thomson, J. D. Levelized cost of energy modeling for
377 concentrated solar power projects: A China study. Energy, v.120, n.1, p.117-127,
378 2017. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2016.12.122>

7 DISCUSSÃO

A utilização da energia solar está em constante crescimento, com o objetivo de fornecer uma alternativa para buscar economia no setor energético, tornando-se uma estratégia para amenizar a questão da energia elétrica para propriedades rurais. Entretanto, uma das principais preocupações está relacionada com o potencial de geração e as despesas relacionadas ao investimento para implantar este tipo de projeto.

Assim este estudo traz os resultados médios mensais de radiação solar horária para a cidade de Santa Maria - RS ao longo dos anos, onde é possível verificar que as maiores quantidades de radiação solar estão disponíveis entre os meses de outubro a março, período este correspondente à época de cultivo das principais culturas produtoras de grãos no estado, em especial a cultura da soja que foi objeto de estudo neste trabalho.

Os resultados encontrados demonstram que durante o mês de setembro, início da primavera foi possível identificar um aumento na disponibilidade de radiação solar, já no mês de abril, início do outono, apresentou uma redução da sua intensidade. Isso ocorre, pois, a intensidade de radiação solar disponível sofre influência de forma direta, uma vez que, o Rio Grande do Sul apresenta as quatro estações do ano bem definidas (ALVARES et al., 2013),

Nos meses de janeiro e dezembro foram identificadas as maiores radiações horárias com valores de 0,79 e 0,81 kWh m⁻², respectivamente, próximo às 13 horas. Este comportamento ocorreu para todos os meses do ano, sendo o menor valor encontrado em junho com 0,37 kWh m⁻², para o mesmo horário. Além disso, pode-se verificar que a média da radiação total durante o período analisado foi de 4,32 kWh m⁻².

Mccormic e Suehrcke (2018) em estudo realizado na Austrália, observaram uma amplitude da radiação solar diária semelhante aos resultados do presente trabalho e valores máximos superiores para o mês de dezembro. Urrego-Ortiz et al. (2019) verificaram os maiores valores de radiação solar nos meses de março, julho e agosto de 2016 e janeiro e fevereiro de 2017 com valores superiores a 0,9 kWh m⁻², esta diferença dos valores máximos de radiação solar entre os meses, comparada a este estudo se deve pela variação da latitude entre os locais.

A série histórica analisada neste estudo demonstrou que a necessidade de irrigação complementar foi de 203 mm para um ciclo de cultivo, o que corresponde a 23,07 horas de funcionamento do sistema de irrigação. De acordo com esta necessidade é possível verificar que existe disponibilidade de operação dos sistemas de irrigação que utilizam motores de até 15 cv. Já, para sistemas que necessitam de maiores potências como 20, 25, 30 e 40 cv, a

quantidade de horas possíveis de operação são inferiores a necessidade mínima para atender a cultura, não entrando em operação quando é utilizado o motor de 40 cv.

Estes resultados corroboram com Habib et al. (2020), onde salientam que o potencial de geração de energia fotovoltaica é limitado à quantidade de radiação solar disponível, condições climáticas, topografia do terreno e eficiência de conversão dos sistemas. Além disso, Medeiros et al. (2021) afirmam que as tendências climáticas históricas regionais devem ser utilizadas para o planejamento de longo prazo, de modo a determinar o potencial de geração de energia de uma região ou país.

Em estudo utilizando irrigação em estufas com sistemas autônomos de irrigação com bombeamento solar direto Reça et al. (2016) salientaram que é uma alternativa técnica e economicamente viável, desde que a irrigação seja subdividida em setores. Já Kummar et al. (2020) destacaram que a principal vantagem de sistemas de bombeamento movidos a energia solar é o fato de não precisarem do uso de combustíveis fósseis para o funcionamento, reduzindo a poluição ambiental.

Shojaei e Akavan (2020) verificaram em estudo comparando sistemas de bombeamento ligados a rede e sistemas solares isolados uma maior eficiência econômica para bombeamento de água movidos a energia solar quando os sistemas estão afastados a pelo menos 500 metros da rede elétrica, sendo que, a eficiência econômica melhora com o afastamento da rede.

Os indicadores financeiros VPL, TIR e B/C, apresentaram um comportamento crescente em relação ao aumento de potência, com valores de coeficiente de determinação superiores a 88%. Chegando a valores de VPL para a potência de 15cv de R\$ 376.604,92 e TIR de 28%. Isso se justifica pois o custo por unidade de potência apresenta maiores valores para as menores potências.

Estes resultados de VPL vão de encontro com os estudos de Jiménez-Castillo et al. (2020) e Bendato et al. (2018) que obtiveram valores de VPL crescentes em função do aumento das potências do sistema. Assim como o estudo de López-Luque et al. (2015) que comprovaram que sistemas de bombeamento movidos por energia solar direta são uma alternativa técnica e economicamente viável, apresentando um alto VPL. Entretanto, diferem de Reça et al. (2016) ao avaliarem a setorização da irrigação movida por energia solar observaram resultados de VPL positivos em sistemas de irrigação com pelo menos 4 setores por hectare, operando individualmente e indicando que o sistema é lucrativo em casos particulares.

A TIR foi maior que a TMA para todas as potências avaliadas no estudo, sendo o menor retorno obtido para o motor com potência de 1 cv com uma TIR de 10% e o maior retorno foi para o motor de 40 cv com uma TIR de 43%.

Os valores de Payback apresentaram um comportamento decrescente em relação ao aumento de potência, apresentando um R^2 de 72%, representando o retorno do valor investido no período que variou de 11 anos para as menores potências a 3 anos para sistemas.

Em estudo conduzido por Niajalili et al. (2017) com bombeamento de água para a irrigação, comparando o uso de sistema solar com sistema a gasolina para uma potência de 0,37 kW encontraram um payback de 9 anos mesmo com os altos custos de instalação. Estes dados estão de acordo com os encontrados no presente estudo, onde para a potência de 0,74 kW (1cv) o payback foi de 11 anos, esse maior período de retorno se deve a diferença de potência entre os estudos.

Embora os melhores resultados dos indicadores tenham sido obtidos nas maiores potências, do ponto de vista técnico não podem ser utilizados pois para onde o estudo foi desenvolvido a radiação solar disponível não é suficiente para o sistema entrar em operação. Com isso, o melhor cenário de viabilidade econômica e tecnicamente possível é com a utilização de motores com potência de 7,5 e 15 cv. Rodrigues et al. (2016) relataram que sistemas fotovoltaicos conectados à rede de energia com potências de 5 kW apresentaram melhores resultados quando comparados com sistemas fotovoltaicos de 1 kW, isso se justifica devido aos maiores custos de investimento por Watt instalado.

A relação B/C, apresentou resultados crescentes em relação com o aumento da potência instalada com valores que variam de 1,66 a 6,01. Valores estes que diferem de Dalfovo et al. (2019) ao estudarem a geração de energia solar para atender diferentes potências encontraram uma relação constante para o aumento de potência.

Em relação ao índice de rentabilidade o investimento foi viável em todas as potências testadas, apresentando valores que variaram de 0,99 a 6,95 de forma crescente com o aumento da potência instalada. Demonstrando valores de IR maiores que um, exceto a potência de 1 cv, com valor de 0,99, este parâmetro apresentou comportamento com valores de R^2 de 90%. Isto demonstra que o investimento é recuperado durante o período de análise (neste caso ao longo dos 25 anos).

Brodziński et al. (2021), estudando diferentes tamanhos de usinas solares, observaram através da análise do valor da TIR e do IR que usinas com maior capacidade apresentam os melhores resultados em termos de investimento entre as instalações estudadas.

O desempenho encontrado para esta análise apresenta um comportamento contrário em relação ao observado por Zeraatpisheh et al. (2018) com sistemas fotovoltaicos conectados à rede onde os resultados encontrados foram mais lucrativos para sistemas de menor potência. Rodrigues et al. (2016) observaram que no Brasil que sistemas fotovoltaicos de 1 kW e 5 kW não apresentaram resultados viáveis para a sua utilização em nenhum cenário analisados, sendo considerado como um dos piores resultados, entre os países estudados.

A fim de obter uma equivalência com resultados da literatura, os valores foram convertidos em dólar com cotação utilizada de R\$ 5,43 (15/11/2021). Em relação aos custos totais de investimento para a implantação de cada projeto de geração de energia que atenda às potências estudadas, o comportamento dos custos totais foi crescente com o aumento da potência instalada seguindo uma tendência linear de crescimento.

Nas análises referentes aos custos, economia de escala, CNE e análise de sensibilidade não foi utilizada a potência de 29,44 kW (40cv), uma vez que, não foi possível o sistema entrar em operação por funções técnicas. Assim, os valores dos custos totais variaram de US\$ 2.498,16 a US\$ 26.142,54 apresentando uma deseconomia de escala, uma vez que, os valores dos custos foram crescentes com o aumento da potência instalada.

Entretanto, os custos em relação à instalação de cada unidade de potência (kW) demonstraram economia de escala, pois seguiram um comportamento decrescente, ou seja, houve uma redução no custo da potência por kW para a implantação de projetos de maior potência.

Assim os valores por kW encontrados para este estudo variaram de US\$ 3.394,24 para a potência de 0,736 kW a US\$ 1.183,99 para 22,14 kW. Valores estes que chegam a representar uma redução de 65% nas maiores potências. A média da economia de escala foi de 47,1% com um desvio padrão de 12,6% entre as potências analisadas.

Estudo realizado por Carrêlo et al. (2020), corrobora com os resultados encontrados, onde o custo de investimento para sistemas de irrigação com geração fotovoltaica de grandes potências apresentou comportamento crescente em relação ao aumento da potência instalada. Da mesma forma, o custo normalizado pela potência seguiu um comportamento semelhante, com valores inferiores, na média de 15% de redução com aumento da potência.

O custo nivelado de energia (CNE) apresentou comportamento crescente em relação às potências instaladas, podendo ser verificado que para as potências até 18,4 kW os valores foram inferiores às possíveis tarifas de energia elétrica para o setor rural. Para a potência de 22,1 kW, o valor do CNE se mostrou superior à tarifa de energia, com isso não se tornando uma

alternativa economicamente viável, uma vez que os custos de implantação foram relativamente altos em relação ao potencial de geração de energia elétrica para o período analisado.

A média dos CNE que se encontram abaixo da tarifa de energia foi de US\$ 0,016 com um desvio padrão de US\$ 0,004, valores estes inferiores aos encontrados por Hwang et al. (2021) que obtiveram resultados para CNE de \$ 0,115 e \$ 0,156 kW h⁻¹, para um sistema fotovoltaico off-grid com reserva de energia, Ouedraogo et al. (2015) obtiveram um CNE de US\$ 0,75 kW h⁻¹. Esse valor é mais elevado que os valores encontrados no presente estudo. O uso de armazenamento de energia em baterias justifica esta diferença.

Estudo realizados por Lorenzo et al. (2018) compararam sistemas de irrigação abastecidos por energia fotovoltaica, motores diesel e energia da rede, em sete países e observaram uma economia no sistema fotovoltaico que variou de 30% a 84% em comparação aos sistemas com motores diesel e conectados à rede, respectivamente. O CNE para sistema fotovoltaico variou de US\$ 0,045 a US\$ 0,17 kW h⁻¹ para a mesma comparação.

Santos e Lucena (2021) realizaram estudo do CNE em diversas cidades do Brasil e encontraram um valor médio de US\$ 0,434 kW h⁻¹, sendo que o menor valor foi US\$ 0,395 kW h⁻¹, obtido para o norte do país. Esses valores são superiores aos encontrados neste estudo. No entanto, a tarifa da energia elétrica em perímetros urbanos é maior do que a praticada para empreendimentos rurais, aumentando o custo dos sistemas fotovoltaicos urbanos e, com isso, elevando o CNE.

Para implementação de projetos de sistemas solares fotovoltaicos, algumas variáveis como o preço do produto e o custo de implantação do sistema são fundamentais para análise de tomada de decisão em relação ao projeto. Com isso, a análise de sensibilidade pode auxiliar na tomada de decisão e dar confiabilidade aos projetos de geração de energia solar fotovoltaica.

Assim, os resultados da análise de sensibilidade referentes a variação do preço de produto de acordo com os indicadores financeiros mostram que, mesmo com o preço de venda do produto sofrendo uma redução de 30% e para a menor potência utilizada o VPL, apesar de baixo, é positivo. A TIR é superior à taxa mínima de atratividade resultando em 4,60% para o pior cenário que é de -30%. Esta análise se repete para a relação B/C que ficou em 1,2 representando um ganho de 20% em relação aos custos. Tanto com o aumento da potência do sistema ou uma melhora no preço de venda do produto os indicadores se mostraram positivos, viabilizando os projetos em todas as configurações analisadas.

Já para a análise de sensibilidade considerando a variação dos custos de implantação dos sistemas de geração de energia solar off-grid, os indicadores VPL, TIR e B/C apresentaram uma variação crescente em relação à redução dos custos de implantação do projeto.

Mesmo com a ocorrência do aumento dos custos, os sistemas podem ser considerados viáveis economicamente, uma vez que, o VPL para todos os cenários apresentou resultados positivos, a TIR apresentou valores que superam a taxa mínima de atratividade, superiores a 6%, e, conseqüentemente a relação B/C apresentou valores que variaram de 1,3 a 7,3 demonstrando a rentabilidade dos projetos.

Estes resultados corroboram com os resultados encontrados por Bustos et al. (2016), que ao utilizarem uma faixa de sensibilidade de $\pm 30\%$, observaram que o custo inicial apresentou um maior impacto no VPL, com variações de $\pm 81\%$ e $\pm 43\%$, e um grande impacto nos resultados da TIR.

Em relação à variação do CNE, este indicador apresentou um crescimento linear em relação ao aumento dos custos. O valor mínimo foi de US\$ 0,005 kW h⁻¹ para a potência de 1,5 kW e o máximo foi para a potência de 22,1 kW com valor de US\$ 0,083 kW h⁻¹. Para esta potência os resultados demonstraram inviabilidade, uma vez que foram superiores ao valor da taxa de energia praticada na região.

Estes resultados concordam com o estudo de Carrêlo et al. (2020), demonstrando que a variação do custo de investimento no comportamento da TIR foi decrescente em relação ao aumento dos custos e o CNE possui comportamento contrário. Os mesmos autores enfatizam que a análise de sensibilidade mostra a robustez da lucratividade dos sistemas fotovoltaicos em relação a variação do custo de investimento do sistema.

Ouedraogo et al. (2015) enfatizam que o entendimento em relação ao preço da energia fotovoltaica é um fator importante na determinação do custo da eletricidade gerada. Estes autores demonstram a ocorrência de sensibilidade à redução dos custos do sistema em relação ao indicador CNE, que apresenta tendência de diminuir com o preço do sistema fotovoltaico. Estas reduções nos custos das tecnologias de sistema fotovoltaico, tem um impacto relevante na redução do CNE, pois possibilitam uma rápida implantação do sistema baseado em um mercado de energia real (HWANG et al., 2021).

8 CONCLUSÃO

De acordo com os resultados obtidos nesse estudo, pode-se concluir que:

A utilização de sistemas de energia solar para irrigação em áreas com níveis de radiação disponíveis e adequados é uma alternativa viável, aumentando a sustentabilidade e lucratividade da agricultura irrigada, tornando uma alternativa para produção de cereais no Brasil.

Sistemas fotovoltaicos off-grid sem armazenamento de energia são viáveis tecnicamente para atender sistemas com potências de até 15 cv (11 Kw).

Os sistemas de geração fotovoltaicos off-grid são uma alternativa economicamente viável de acordo com os parâmetros econômicos analisados. A utilização de sistemas fotovoltaicos contribui para o desenvolvimento socioeconômico de locais remotos, apesar da limitação técnica de até 15 cv.

Os projetos de geração de energia fotovoltaicos para sistemas de irrigação apresentaram custos crescentes em relação ao aumento da potência utilizáveis com valores de R\$ 13.565,02 até R\$ 141.953,98 (0,736 a 22,1 kW) representando um valor médio de R\$ 10.4372,67 para cada unidade de potência.

Já o custo normalizado pela potência seguiu uma economia de escala, chegando a uma redução de 65% em relação à potência de 0,736 kW e 22,1 kW, e uma média entre as potências de 47,1%.

O CNE demonstrou a viabilidade dos sistemas de geração em relação às potências utilizadas, exceto para a potência de 30 cv (22,1 kW).

A utilização da análise de sensibilidade, mostrou que os sistemas são rentáveis em relação a variação dos preços do produto e custo de implantação para as configurações analisadas. Enfatiza-se que para variação dos custos de implantação a potência de 22,1 kW apresenta valores superiores a tarifa de energia para a região na análise do CNE.

As diferentes potências do sistema de geração de energia os fatores redução do preço de venda do produto e o aumento custo de implantação retornaram valores positivos e satisfatórios dentro dos indicadores analisados, viabilizando os projetos.

Por fim, a utilização de sistema off-grid sem armazenamento de energia é uma alternativa viável para o setor rural, demonstrado por meio dos indicadores econômicos como uma forma de tomada de decisão para o investimento, entretanto, sempre considerando a disponibilidade de radiação para atender o funcionamento do sistema.

9 REFERÊNCIAS

- ABU-ALIGAH, M. Design of Photovoltaic Water Pumping System and Compare it with Diesel Powered Pump. **Jordan Journal of Mechanical & Industrial Engineering**, v. 5, n. 3, 2011.
- ANEEL- Agência Nacional de Energia Elétrica. **Atlas brasileiro de energia elétrica**. 2014. <[http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/atlas/pdf/01-Introducao\(3\).pdf](http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/atlas/pdf/01-Introducao(3).pdf)>.
- Agência Nacional de Energia Elétrica-ANEEL. **Atlas de energia elétrica do Brasil**. 2005 Disponível em: <www2.aneel.gov.br/aplicacoes/atlas/download.htm>. Acessado em: 31 mai. 2018
- ALI, B. Comparative assessment of the feasibility for solar irrigation pumps in Sudan. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 81, p. 413-420, 2018. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.08.008>
- ALLOUHI, A.; BUKER, M. S.; EL-HOUARI, H.; BOHARB, A.; AMINE, M. B.; KOUSKSOU, T.; JAMIL, A. PV water pumping systems for domestic uses in remote areas: Sizing process, simulation and economic evaluation. **Renewable energy**, v. 132, p. 798-812, 2019. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2018.08.019>.
- ALMEIDA, E.; ROSA, A. C.; DIAS, F. C. L. S.; BRAZ, K. T. M.; LANA, L. T. C.; DO ESPÍRITO SANTO, O. C.; SACRAMENTO, T. C. B. Energia Solar Fotovoltaica: Revisão Bibliográfica. **Engenharias On-line**, v. 1, n. 2, p. 21-33, 2015.
- ALVARES, C. A.; STAPE, J. L.; SENTELHAS, P. C.; DE MORAES GONÇALVES, J. L.; SPAROVEK, G. Köppen's climate classification map for Brazil. **Meteorologische Zeitschrift**, v. 22, n. 6, p. 711-728, 2013. DOI: <https://doi.org/10.1127/0941-2948/2013/0507>.
- AQUINO, P. S. A.; SILVA, J. D. C. Geração solar/Solar energy. **Brazilian Applied Science Review**, v. 3, n. 1, p. 370-378, 2018.
- ASSAD, E. D. **Eficiência do uso da água no Brasil: análise do impacto da irrigação na agricultura brasileira e potencial de produção de alimentos face ao aquecimento global** (relatório completo). São Paulo: GV AGRO. 2016. Disponível em:<https://bibliotecadigital.fgv.br/dspace/bitstream/handle/10438/17675/Efici%C3%Aancia_do_Uso_da_%C3%81gua_no_Brasil_Relat%C3%B3rio_Completo.pdf> Acesso em 10 out. 2019.
- ASSAF NETO, A.; LIMA, F. G. **Curso de administração financeira**. São Paulo: Atlas, 2009.
- BENDATO, I.; BONFIGLIO, A.; BRIGNONE, M.; DELFINO, F.; PAMPARARO, F.; PROCOPIO, R.; ROSSI, M. Design criteria for the optimal sizing of integrated photovoltaic-storage systems. **Energy**, v. 149, p. 505-515, 2018. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.energy.2018.02.056>

- BHANDARI, K. P.; COLLIER, J. M.; ELLINGSON, R. J.; APUL, D. S. Energy payback time (EPBT) and energy return on energy invested (EROI) of solar photovoltaic systems: A systematic review and meta-analysis. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 47, p. 133-141, 2015. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2015.02.057>.
- BORGES, A. C. P.; SILVA, M. S.; ALVES, C. T.; TORRES, E. A. Energias renováveis: uma contextualização da biomassa como fonte de energia. Renewable energy: a contextualization of the biomass as power supply. **REDE-Revista Eletrônica do PRODEMA**, v. 10, n. 2, 2016. DOI: 10.22411/rede2016.1002.02.
- BOUZIDI, B. New sizing method of PV water pumping systems. **Sustainable Energy Technologies and Assessments**, v. 4, p. 1-10, 2013. <https://doi.org/10.1016/j.seta.2013.08.004>.
- BRODZIŃSKI, Z.; BRODZIŃSKA, K.; SZADZIUN, M. Photovoltaic Farms—Economic Efficiency of Investments in North-East Poland. **Energies**, v. 14, n. 8, p. 2087, 2021. DOI: <https://doi.org/10.3390/en14082087>
- BRUNING, J. **Avaliação energética de métodos de controle de taxa de aplicação em sistemas de irrigação por aspersão convencional**. 62 p. Dissertação (Mestrado em Engenharia Agrícola) –Universidade Federal de Santa Maria, Santa Maria, 2018
- BRUNING, J.; ROBAINA, A.D.; PEITER, M.X.; BEN, L.H.B.; TORRES, R.R.; RODRIGUES, S.A.; CHAIBEN NETO, M.; PIMENTA, B.D. Métodos de controle de vazão para racionalização de energia elétrica na irrigação por aspersão convencional. **Brazilian Journal of Development**, v.6, n.10, p.82067-82083, 2020. <https://doi.org/10.34117/bjdv6n10-585>.
- BUSTOS, F.; TOLEDO, A.; CONTRERAS, J.; FUENTES, A. Sensitivity analysis of a photovoltaic solar plant in Chile. **Renewable Energy**, v.87, n.1, p.145-153, 2016. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2015.09.070>.
- CAMELO, H. N.; TEIXEIRA, W. F.; LUCIO, P. S.; JUNIOR, J. B. V. L. Previsão de Velocidade Média do Vento através da utilização de modelagem Auto-Regressiva de Médias Móveis (ARMA) em Região Serrana no Estado do Ceará-Brasil. **Revista Brasileira de Energias Renováveis**, v. 4, n. 3, 2015.
- CAMPANA, P. E.; LI, H.; ZHANG, J.; ZHANG, R.; LIU, J.; YAN, J. Economic optimization of photovoltaic water pumping systems for irrigation. **Energy Conversion and Management**, v. 95, p. 32-41, 2015. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2015.01.066>.
- CARRÊLO, I. B.; ALMEIDA, R. H.; NARVARTE, L.; MARTINEZ-MORENO, F.; CARRASCO, L. M. Comparative analysis of the economic feasibility of five large-power photovoltaic irrigation systems in the Mediterranean region. **Renewable Energy**, v. 145, p. 2671-2682, 2020. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2019.08.030>.
- CHANDEL, S. S.; NAIK, M. N.; CHANDEL, R. Review of solar photovoltaic water pumping system technology for irrigation and community drinking water supplies.

Renewable and Sustainable Energy Reviews, v. 49, p. 1084-1099, 2015.
<https://doi.org/10.1016/j.rser.2015.04.083>.

CHANDEL, S. S.; NAIK, M. N; CHANDEL, R. Review of performance studies of direct coupled photovoltaic water pumping systems and case study. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 76, p. 163-175, 2017. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.03.019>

CLOSAS, A.; RAP, E. Solar-based groundwater pumping for irrigation: Sustainability, policies, and limitations. **Energy Policy**, v. 104, p. 33-37, 2017.
<https://doi.org/10.1016/j.enpol.2017.01.035>.

CORAM, A.; KATZNER, D. W. Reducing fossil-fuel emissions: Dynamic paths for alternative energy-producing technologies. **Energy Economics**, v. 70, p. 179-189, 2018.
<https://doi.org/10.1016/j.eneco.2017.12.028>.

D'AMICO, J.P.; VARELA, P.; JUSTIANOVICH, S.; HALL, M. Dimensionamiento de un Sistema de Generación Fotovoltaico Para el Riego de Cebolla en el Valle Bonaerense del Río Colorado. **In:** ASCASUBI, Estación Experimental Hilario. INFORME TECNICO N° 48 ISSN 0328-3399. 2016. Disponível online:<https://inta.gob.ar/sites/default/files/inta_h._ascasubi-_dimensionamiento_solar-cultivo_cebolla_del_vbrc_-_informe_tecnico_no_48.pdf> (acessado em 18 de out 2019).

DA SILVA, G. T.; MENDES, L. F; R.; BARCELLOS, R. G. S. Determinação do rendimento de sistema eólico autônomo para irrigação no polo de inovação campos dos Goytacazes/RJ. **Revista Brasileira de Energias Renováveis**, v. 6, n. 4, p. 727-747, 2017.

DAL BEM, J. C. T; BARBI, I.; NORMEY-RICO, J. E.; RUTHER, R. Solução para bombeamento de água em propriedades rurais utilizando energia solar fotovoltaica. **Revista Brasileira de Energia Solar**, v. 7, n. 1, p. 50-57, 2016.

DALFOVO, W. C. T.; ZILIO, P. C.; SORNBERGER, G. P.; REDIVO, A.A. Viabilidade Econômica da implantação de Energia Solar Fotovoltaica para a redução dos custos com energia elétrica das famílias com diferentes níveis de renda: uma análise para a região norte de Mato Grosso. **Sociedade, Contabilidade e Gestão**, v. 14, n. 3, p. 118-143, 2019. DOI: https://doi.org/10.21446/scg_ufrj.v0i0.23111

DAS, H. S.; TAN, C. W.; YATIM, A. H. M.; LAU, K. Y. Feasibility analysis of hybrid photovoltaic/battery/fuel cell energy system for an indigenous residence in East Malaysia. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 76, p. 1332-1347, 2017.

DE SOUZA, A; ARISTONE, F. Estudo da eficiência energética de células fotovoltaicas em função da radiação solar no centro-oeste brasileiro. **InterEspaço: Revista de Geografia e Interdisciplinaridade**, v. 2, n. 7, p. 115-128, 2017. <http://dx.doi.org/10.18764/2446-6549.v2n7p115-128>.

DIAS, C. L. A.; BRANCO, D. A. C.; AROUCA, M. C.; LEGEY, L. F. L. Performance estimation of photovoltaic technologies in Brazil. **Renewable energy**, v. 114, p. 367-375, 2017. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2017.07.033>.

DOYLE, G. N. D.; JUNIOR, P. R.; ROCHA, L. C. S.; CARNEIRO, P. F. G.; PERUCHI, R. S.; JANDA, K.; AQUILA, G. Impact of regulatory changes on economic feasibility of distributed generation solar units in Brazil. **Sustainable Energy Technologies and Assessments**, v. 48, p. 101660, 2021. <https://doi.org/10.1016/j.seta.2021.101660>

FARIA JR, H.; TRIGOSO, F. B.M.; CAVALCANTI, J. A. M. Review of distributed generation with photovoltaic grid connected systems in Brazil: Challenges and prospects. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 75, p. 469-475, 2017. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2016.10.076>.

FERREIRA, A.; KUNH, S. S.; FAGNANI, K. C.; DE SOUZA, T. A.; TONEZER, C.; DOS SANTOS, G. R.; COIMBRA-ARAÚJO, C. H. Economic overview of the use and production of photovoltaic solar energy in Brazil. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 81, p. 181-191, 2018. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.06.102>.

FOSTER, R.; COTA, A. Solar water pumping advances and comparative economics. **Energy Procedia**, v. 57, p. 1431-1436, 2014. <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2014.10.134>.

FRIZZONE, J. A.; ANDRADE JUNIOR. **Análise de decisão econômica em irrigação**. Piracicaba: ESALQ/LER, 2005. 371p.

FURLANETO, F. P. B.; ESPERANCINI, M. S. T. Custo de produção e indicadores de rentabilidade da cultura do milho safrinha. **Pesquisa Agropecuária Tropical**, v. 40, n. 3, p. 297-303, 2010.

GARCÍA, A. M.; GALLAGHER, J.; MCNABOLA, A.; POYATO, E. C.; BARRIOS, P. M.; DÍAZ, JR. Comparing the environmental and economic impacts of on-or off-grid solar photovoltaics with traditional energy sources for rural irrigation systems. **Renewable Energy**, v. 140, p. 895-904, 2019. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.renene.2019.03.122>.

GARCÍA, I. F.; MORENO, M. A.; DÍAZ, J. A. Rodríguez. Optimum pumping station management for irrigation networks sectoring: Case of Bembezar MI (Spain). **Agricultural water management**, v. 144, p. 150-158, 2014. <https://doi.org/10.1016/j.agwat.2014.06.006>.

GARLET, T. B.; RIBEIRO, J. L. D.; DE SOUZA SAVIAN, F.; SILUK, J. C. M. Paths and barriers to the diffusion of distributed generation of photovoltaic energy in southern Brazil. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 111, p. 157-169, 2019. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2019.05.013>.

GITMAN, J. L. **Princípios da Administração Financeira**. 12 ed. São Paulo: Pearson, 2010.

GITMAN, Lawrence J. **Princípios da administração financeira**. São Paulo: Habra, 2002.

GOPAL, C.; MOHANRAJ, M.; CHANDRAMOHAN, P.; CHANDRASEKAR, P. Renewable energy source water pumping systems-A literature review. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 25, p. 351-370, 2013. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2013.04.012>.

GRIFFIN, M. F. **Contabilidade e finanças**. São Paulo: Saraiva, 2012.

GUIDUCCI, R. C. N.; ALVES, E. D. A.; LIMA FILHO, J. R.; Mota, M. M. Aspectos metodológicos da análise de viabilidade econômica de sistemas de produção. In: EMBRAPA. **Viabilidade econômica de sistemas de produção agropecuários: metodologia e estudos de casos**. Brasília, DF: Embrapa, 2012. cap. 1, p. 17-116.

GUZMÁN, A. B.; VICENCIO, R. B.; ARDILA-REY, J.; AHUMADA, E. N.; ARAYA, A. G.; MORENO, G. A. A cost-effective methodology for sizing solar pv systems for existing irrigation facilities in Chile. **Energies**, v. 11, n. 7, p. 1853, 2018. <https://doi.org/10.3390/en11071853>.

HABIB, S.M.; SULIMAN, A.E.R.E.; AL NAHRY, A.H.; EL RAHMAN, E. N. A. Spatial modeling for the optimum site selection of solar photovoltaics power plant in the northwest coast of Egypt. **Remote Sensing Applications: Society and Environment**, v. 18, p. 100313, 2020. Doi: <https://doi.org/10.1016/j.rsase.2020.100313>

HOJI, M. **Administração financeira uma abordagem prática**. 4. ed. São Paulo: Atlas, 2003.

HWANG, H.; KIM, S.; GARCÍA, Á.G.; KIM, J. Global sensitivity analysis for assessing the economic feasibility of renewable energy systems for an off-grid electrified city. **Energy**, v.216, n.1, p.119218, 2021. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2020.119218>.

JIMÉNEZ-CASTILLO, G.; MUÑOZ-RODRIGUEZ, F.J.; RUS-CASAS, C.; TALAVERA, D.L. A new approach based on economic profitability to sizing the photovoltaic generator in self-consumption systems without storage. **Renewable Energy**, v. 148, p. 1017-1033, 2020. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.renene.2019.10.086>

KANNAN, N.; VAKEESAN, D. Solar energy for future world: -A review. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 62, p. 1092-1105, 2016. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2016.05.022>.

KAZEM, H. A.; AL-WAELI, A. H.; CHAICHAN, M. T.; AL-MAMARI, A. S.; AL-KABI, A. H. Design, measurement and evaluation of photovoltaic pumping system for rural areas in Oman. **Environment, Development and Sustainability**, v. 19, n. 3, p. 1041-1053, 2017. DOI 10.1007/s10668-016-9773-z

KHATIB, H. IEA World Energy Outlook 2010—A comment. **Energy policy**, v. 39, n. 5, p. 2507-2511, 2011. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2011.02.017>.

KOUGIAS, I.; BÓDIS, K.; JÄGER-WALDAU, A.; MONFORTI-FERRARIO, F.; SZABÓ, S. Exploiting existing dams for solar PV system installations. **Progress in Photovoltaics: Research and Applications**, v. 24, n. 2, p. 229-239, 2016. <https://doi.org/10.1002/pip.2640>.

Kumar, S. S.; Bibin, C.; Akash, K.; Aravindan, K.; Kishore, M.; Magesh, G. Solar powered water pumping systems for irrigation: a comprehensive review on developments and prospects towards a green energy approach. **Materials Today: Proceedings**, v. 33, p. 303-307, 2020. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.matpr.2020.04.092>.

LAI, C. S.; MCCULLOCH, M. D. Levelized cost of electricity for solar photovoltaic and electrical energy storage. **Applied energy**, v. 190, p. 191-203, 2017. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2016.12.153>.

LI, G.; JIN, Y.; AKRAM, M. W.; CHEN, X. Research and current status of the solar photovoltaic water pumping system—A review. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 79, p. 440-458, 2017. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.05.055>.

LIMA, F. A.; MARTÍNEZ-ROMERO, A.; TARJUELO, J. M.; CÓRCOLES, J. I. Model for management of an on-demand irrigation network based on irrigation scheduling of crops to minimize energy use (Part I): Model Development. **Agricultural water management**, v. 210, p. 49-58, 2018. <https://doi.org/10.1016/j.agwat.2018.07.046>

LÓPEZ-LUQUE, R.; RECA, J.; MARTÍNEZ, J. Optimal design of a standalone direct pumping photovoltaic system for deficit irrigation of olive orchards. **Applied energy**, v. 149, p. 13-23, 2015. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2015.03.107>.

LORENZO, C.; ALMEIDA, R. H.; MARTÍNEZ-NÚÑEZ, M.; NARVARTE, L.; CARRASCO, L. M. Economic assessment of large power photovoltaic irrigation systems in the ECOWAS region. **Energy**, v. 155, p. 992-1003, 2018. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2018.05.066>.

LOWITZSCH, J.; HOICKA, C. E.; VAN TULDER, F. J. Renewable energy communities under the 2019 European Clean Energy Package—Governance model for the energy clusters of the future?. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 122, n. 1, p. 109489, 2020

MANTRI, S.R.; KASIBHATLA, R.S.; CHENNAPRAGADA, V.K.B. Grid-connected vs. off-grid solar water pumping systems for agriculture in India: A comparative study. **Energy Sources, Part A: Recovery, Utilization, and Environmental Effects**, p. 1-15, 2020. DOI: <https://doi.org/10.1080/15567036.2020.1745957>

MARCHETTI, V. **Risco e decisão em investimento produtivo**. Porto Alegre: UFRGS, 1995.

MCCORMICK, P.G.; SUEHRCKE, H. The effect of intermittent solar radiation on the performance of PV systems. **Solar Energy**, v. 171, p. 667-674, 2018. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2018.06.043>

MEDEIROS, S. E. L.; NILO, P. F.; SILVA, L. P.; SANTOS, C. A. C.; CARVALHO, M.; ABRAHÃO, R. Influence of climatic variability on the electricity generation potential by renewable sources in the Brazilian semi-arid region. **Journal of Arid Environments**, v. 184, p. 104331, 2021. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.jaridenv.2020.104331>

MENEZES, H. R.; DOS SANTOS SILVA, T.; CERQUEIRA, S. S.; GOMES, S. M. A.; DE GUIMARÃES ANCHIETA, J. T.; CAMPOS, A. Energia solar: Avaliação do nível de informação sobre o uso da energia solar e sua utilização no Brasil. **Revista Científico**, v. 18, n. 38, p. 47-60, 2018.

MORO, J. H.; DUART, J. M. Analytical model for solar PV and CSP electricity costs: Present LCOE values and their future evolution. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 20, p. 119-132, 2013. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2012.11.082>.

NASIR, A. Design and Simulation of Photo-voltaic Water Pumping System for Irrigation. **Advances in Applied Sciences**. v. 4, pp. 59-71, 2019. doi: 10.11648/j.aas.20190402.14

NIAJALILI, M.; MAYELI, P.; NAGHASHZADEGAN, M.; POSHTIRI, A. H. Techno-economic feasibility of off-grid solar irrigation for a rice paddy in Guilan province in Iran: A case study. **Solar Energy**, v. 150, p. 546-557, 2017. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2017.05.012>.

OBI, M.; BASS, R. Trends and challenges of grid-connected photovoltaic systems—A review. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 58, p. 1082-1094, 2016. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2015.12.289>.

ODEH, I.; YOHANIS, Y. G.; NORTON, B. Economic viability of photovoltaic water pumping systems. **Solar energy**, v. 80, n. 7, p. 850-860, 2006. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2005.05.008>.

OUEDRAOGO, B.I.; KOUAME, S.; AZOUMAH, Y.; YAMEGUEU, D. Incentives for rural off grid electrification in Burkina Faso using LCOE. **Renewable Energy**, v.78, n.1, p.573-582, 2015. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2015.01.044>.

OWUSU, P. A.; ASUMADU-SARKODIE, SI. A review of renewable energy sources, sustainability issues and climate change mitigation. **Cogent Engineering**, v. 3, n. 1, p. 1167990, 2016. <https://doi.org/10.1080/23311916.2016.1167990>

PANWAR, N. L.; KAUSHIK, S. C.; KOTHARI, S. Role of renewable energy sources in environmental protection: A review. **Renewable and sustainable energy reviews**, v. 15, n. 3, p. 1513-1524, 2011. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2010.11.037>.

PARDO PICAZO, M.; JUÁREZ, J.; GARCÍA-MÁRQUEZ, D. Energy consumption optimization in irrigation networks supplied by a standalone direct pumping photovoltaic system. **Sustainability**, v. 10, n. 11, p. 4203, 2018. <https://doi.org/10.3390/su10114203>.

PARDO, M. Á.; MANZANO, J.; VALDES-ABELLAN, J.; COBACHO, R Standalone direct pumping photovoltaic system or energy storage in batteries for supplying irrigation networks. Cost analysis. **Science of The Total Environment**, v. 673, p. 821-830, 2019. <https://doi.org/10.1016/j.scitotenv.2019.04.050>.

PENNING, J. A.; TIMM, A. U.; FINKLER, R. Energia solar: estudo de caso de uma residência na cidade de Caxias do Sul/RS. **Brazilian Journal of Animal and Environmental Research**, v. 2, n. 2, p. 732-744, 2019.

PINHO, J.; T.; GALDINO, M.; A. Manual de engenharia para sistemas fotovoltaicos. **Rio de Janeiro**, v. 1, p. 47-499, 2014.

RATHORE, P. K. S.; DAS, S. S.; CHAUHAN, D. S. Perspectives of solar photovoltaic water pumping for irrigation in India. **Energy strategy reviews**, v. 22, p. 385-395, 2018. <https://doi.org/10.1016/j.esr.2018.10.009>.

RAWAT, R.; KAUSHIK, S.; LAMBA, R. A review on modeling, design methodology and size optimization of photovoltaic based water pumping, standalone and grid connected system. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 57, p. 1506-1519, 2016. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2015.12.228>.

RECA, J.; TORRENTE, C.; LÓPEZ-LUQUE, R.; MARTÍNEZ, J. Feasibility analysis of a standalone direct pumping photovoltaic system for irrigation in Mediterranean greenhouses. **Renewable Energy**, v. 85, p. 1143-1154, 2016. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2015.07.056>.

REHMAN, S.; BADER, M. A.; AL-MOALLEM, S. A. Cost of solar energy generated using PV panels. **Renewable and sustainable energy reviews**, v. 11, n. 8, p. 1843-1857, 2007. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2006.03.005>.

REZK, H. A comprehensive sizing methodology for stand-alone battery-less photovoltaic water pumping system under the Egyptian climate. **Cogent Engineering**, v. 3, n. 1, p. 1242110, 2016. <http://dx.doi.org/10.1080/23311916.2016.1242110>.

RODRIGUES, S.; TORABIKALAKI, R.; FARIA, F.; CAFÔFO, N.; CHEN, X.; IVAKI, A. R.; MATA-LIMA, H.; DIAS, F. M. Economic feasibility analysis of small scale PV systems in different countries. **Solar Energy**, v. 131, p. 81-95, 2016. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2016.02.019>

SAMANEZ, C. P. **Engenharia econômica**. São Paulo: Pearson, 2009.

SAMPAIO, P. G. V.; GONZÁLEZ, M. O. A. Photovoltaic solar energy: Conceptual framework. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 74, p. 590-601, 2017. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.02.081>

SANTOS, A. J. L.; LUCENA, A. F. P. Climate change impact on the technical-economic potential for solar photovoltaic energy in the residential sector: a case study for Brazil. **Energy and Climate Change**, v.2, n.1, p.100062, 2021. <https://doi.org/10.1016/j.egycc.2021.100062>.

SEN, R.; BHATTACHARYYA, S. C. Off-grid electricity generation with renewable energy technologies in India: An application of HOMER. **Renewable Energy**, v. 62, p. 388-398, 2014. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2013.07.028>

SENL, R. An analysis of solar energy and irrigation systems in Turkey. **Energy Policy**, v. 47, p. 478-486, 2012. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2012.05.049>.

SHOJAEI, M.; AKHAVAN, S. Economic assessment of photovoltaic (PV) water pumping system in drip-irrigated fields. **Iranian Water Research Journal**, v.14, pp. 19-28, 2020.

SILVA, R. G.; DO CARMO, M. J. Energia Solar Fotovoltaica: uma proposta para melhoria da gestão energética. **InterSciencePlace**, v. 12, n. 2, 2017.

SIMIONI, T.; SCHAEFFER, R. Georeferenced operating-efficiency solar potential maps with local weather conditions—an application to Brazil. **Solar Energy**, v. 184, p. 345-355, 2019.

SONTAKE, V. C.; KALAMKAR, V. R. Solar photovoltaic water pumping system-A comprehensive review. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 59, p. 1038-1067, 2016. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2016.01.021>

SOUSA, M. A.; JÚNIOR, J. A.; EVANGELISTA, A. W. P.; CASAROLI, D.; MESQUITA, M. NOTA TÉCNICA: Estimativa de viabilidade econômica do uso de energia fotovoltaica em pivô central no estado de Goiás. **Revista Engenharia na Agricultura**, v. 27, n. 1, p. 22-29, 2019.

TARJUELO, J. M.; RODRIGUEZ-DIAZ, J. A.; ABADÍA, R.; CAMACHO, E.; ROCAMORA, C.; MORENO, M. A. Efficient water and energy use in irrigation modernization: Lessons from Spanish case studies. **Agricultural Water Management**, v. 162, p. 67-77, 2015. <https://doi.org/10.1016/j.agwat.2015.08.009>.

TODDE, G.; MURGIA, L.; DELIGIOS, P. A.; HOGAN, R.; CARRELO, I.; MOREIRA, M.; PAZZONA, A.; LEDDA, L.; NARVARTE, L. Energy and environmental performances of hybrid photovoltaic irrigation systems in Mediterranean intensive and super-intensive olive orchards. **Science of the Total Environment**, v. 651, p. 2514-2523, 2019. <https://doi.org/10.1016/j.scitotenv.2018.10.175>.

URREGO-ORTIZ, J.; MARTÍNEZ, J. A.; ARIAS, P. A.; JARAMILLO-DUQUE, Á. Assessment and Day-Ahead Forecasting of Hourly Solar Radiation in Medellín, Colombia. **Energies**, v. 12, n. 22, p. 4402, 2019. <https://doi.org/10.3390/en12224402>

VALER, L. R.; MELENDEZ, T. A.; FEDRIZZI, M. C.; ZILLES, R.; DE MORAES, A. M. Variable-speed drives in photovoltaic pumping systems for irrigation in Brazil. **Sustainable Energy Technologies and Assessments**, v. 15, p. 20-26, 2016. <https://doi.org/10.1016/j.seta.2016.03.003>.

VERGARA, W. R.; OLIVEIRA, J. P. C.; BARBOSA, F. A.; YAMANARI, J. S. Análise de viabilidade econômico-financeira para aquisição de uma unidade de armazenagem de soja e milho. **Revista Gepros**, v. 12, n. 1, p. 41, 2017. <https://doi.org/10.15675/gepros.v12i1.1598>.

VILAS BOAS, R. C.; PEREIRA, G. M.; REIS, R. P.; LIMA JÚNIOR, J. A. D.; CONSONI, R. Viabilidade econômica do uso do sistema de irrigação por gotejamento na cultura da cebola. **Ciência e Agrotecnologia**, v. 35, n. 4, p. 781-788, 2011.

VILLALVA, M. G. **Energia solar fotovoltaica: conceitos e aplicações**. 2. ed. São Paulo. Editora Érica, 2015. 224 p.

VILLALVA, M. G.; GAZOLI, J. R. **Energia solar fotovoltaica: conceitos e aplicações**. Editora Érica, 2012.

WAZED, S. M.; HUGHES, B. R.; O'CONNOR, D.; CALAUTIT, J. K. A review of sustainable solar irrigation systems for Sub-Saharan Africa. **Renewable and sustainable Energy reviews**, v. 81, p. 1206-1225, 2018. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.08.039>.

WETTSTEIN, S.; MUIR, K.; SCHARFY, D.; STUCKI, M. The environmental mitigation potential of photovoltaic-powered irrigation in the production of South African maize. **Sustainability**, v. 9, n. 10, p. 1772, 2017. <https://doi.org/10.3390/su9101772>.

YAHYAOU, I.; SALLEM, S.; KAMOUN, M. B. A.; TADEO, F. A proposal for off-grid photovoltaic systems with non-controllable loads using fuzzy logic. **Energy conversion and management**, v. 78, p. 835-842, 2014. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2013.07.091>.

ZERAATPISHEH, M.; ARABABADI, R.; SAFFARI POUR, M. Economic analysis for residential solar PV systems based on different demand charge tariffs. **Energies**, v. 11, n. 12, p. 3271, 2018. <https://doi.org/10.3390/en11123271>

ZHAO, Z.Y.; CHEN, Y. L.; THOMSON, J. D. Levelized cost of energy modeling for concentrated solar power projects: A China study. **Energy**, v. 120, p. 117-127, 2017. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2016.12.122>.