

VIABILIDADE ECONÔMICA DA ENERGIA FOTOVOLTAICA PARA IRRIGANTES NO NORTE DE MINAS E VALE DO JEQUITINHONHA

MARCELO ROSSI VICENTE¹, TARLEI APARECIDO SANTOS², THALLES LOIOLA DIAS¹, PATRÍCIA DE OLIVEIRA E LUCAS¹, RONALDO MEDEIROS DOS SANTOS¹, CAIO VINICIUS LEITE³

¹ Instituto Federal de Ensino, Ciência e Tecnologia do Norte de Minas Gerais – campus Salinas (IFNMG – campus Salinas), Fazenda Varginha, Rod. Salinas/Taiobeiras, Km 02, 39560-000, Salinas, Minas Gerais, Brasil. marcelo.vicente@ifnmg.edu.br, thallesloiola1@gmail.com, patricia.lucas@ifnmg.edu.br, ronaldo.medeiros@ifnmg.edu.br.

² Departamento de Engenharia Cartográfica, Universidade Federal De Pernambuco (UFPE), Av. da Arquitetura, s/n, Cidade Universitária, 50740-550, Recife, Pernambuco, Brasil. tarleyengflorestal@gmail.com.

³ Instituto Federal de Ensino, Ciência e Tecnologia de Brasília – campus Planaltina (IFB - campus Planaltina), Rodovia DF – 128, km 21, Zona Rural, 73380-900, Planaltina, Distrito Federal, Brasil. caio.leite@ifb.edu.br

RESUMO: Embora careçam de estudos de viabilidade, soluções baseadas em energia fotovoltaica têm se tornado muito atrativas para irrigantes, principalmente devido às constantes elevações nos custos de eletricidade. Com isso, objetivou-se realizar um estudo sobre a viabilidade econômica do uso da energia fotovoltaica para irrigação nas regiões do Vale do Jequitinhonha e Norte de Minas Gerais. Para a realização do trabalho utilizou-se a base de dados disponibilizada pelo Atlas Brasileira de Energia Solar e como índice de viabilidade econômica da energia fotovoltaica, o custo nivelado de energia (LCOE). Os valores de LCOE foram comparados com valores ponderados da tarifa de energia elétrica, em R\$ kWh do Grupo Tarifário B2 Rural em diferentes cenários com jornadas de trabalho (noturna e diurna). Observou-se que quanto maior a radiação solar disponível e quanto maior a potência do sistema fotovoltaico, maior a tendência de viabilidade do investimento, em virtude da redução do LCOE. O uso de energia fotovoltaica é viável, com exceção das menores potências no Vale do Jequitinhonha e microrregiões limítrofes com o Norte de Minas, quando comparada ao uso exclusivo diurno da irrigação. O uso majoritário da tarifa com desconto noturno é uma alternativa à energia fotovoltaica quando se trata de viabilidade econômica.

Palavras - chave: irradiação solar, custo nivelado de energia, tarifa de energia elétrica.

ECONOMIC FEASIBILITY OF PHOTOVOLTAIC ENERGY FOR FARMERS IN NORTHERN MINAS GERAIS STATE AND JEQUITINHONHA VALLEY

ABSTRACT: Although there is a lack of feasibility studies, solutions based on photovoltaic energy have become attractive for farmers due to the constant increases in electricity costs. Thus, this paper aimed to evaluate economic viability of photovoltaic energy for irrigation in the regions of Jequitinhonha Valley and the Northern Minas Gerais State. The database uses in this study came from the Brazilian Atlas of Solar Energy was used. The levelized cost of energy (LCOE) was used as an economic viability index for photovoltaic energy. The LCOE values were compared with the energy tariff weighted values, in R\$ kWh, of the B2 Rural Tariff Group in different nights and day-working hours scenarios. It was observed that the greater the generation potential and the power of the photovoltaic system, the greater the trend of investment viability due to the LCOE reduction. The use of photovoltaic energy is feasible, except to lower powers in the Jequitinhonha Valley and Northern Minas Gerais State neighboring microregions, when compared to daytime irrigation. The mainly use of the nightly discounted energy tariff is an alternative to photovoltaic energy when it comes to economic viability.

Keywords: Solar radiation, LCOE, Energy tariff

1 INTRODUÇÃO

As atividades de irrigação, além da aquicultura, possuem um benefício tarifário de redução nas tarifas de energia elétrica aplicáveis ao consumo, por se enquadrarem como unidades consumidoras da classe rural, no período diário contínuo de 8,5 horas (BRASIL, 2002; BRASIL, 2013). Usualmente, o horário de 21h30 min às 6h do dia seguinte é o utilizado para a aplicação do benefício, sendo que os valores dos descontos variam conforme a região do país e o subgrupo tarifário, numa faixa de 60 a 90% (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2017). Esse benefício cria oportunidades para racionalização dos custos da energia nos casos em que o sistema de irrigação possa operar majoritariamente dentro do horário reservado, comumente denominada irrigação noturna (LEITE et al., 2018).

Embora haja o benefício tarifário para irrigantes, os valores das tarifas de eletricidade estão aumentando drasticamente nos últimos anos, enquanto as soluções baseadas em energia fotovoltaica apresentam custos decrescentes no Brasil (RÜTHER; ZILLES, 2011), em virtude de sua excelente localização geográfica e abundantes recursos solares (PINTO et al., 2020) e da melhoria no desenvolvimento da tecnologia fotovoltaica nas últimas décadas (VIGNESHWARI et al., 2016).

O uso de sistema fotovoltaico, também é uma solução para atender demanda de energia elétrica onde o custo da eletrificação pela rede convencional é muito alto em relação ao retorno financeiro do investimento (FERREIRA et al., 2018). A deficitária distribuição das redes de transmissão de energia pelo território brasileiro compromete o fornecimento de energia elétrica principalmente para a população rural (DALBEM et al., 2017). Aproximadamente 6,6% das propriedades rurais, das regiões do Vale do Jequitinhonha e Norte de Minas, não possuem acesso à energia elétrica (IBGE, 2019).

A viabilidade econômica do uso de energia fotovoltaica para fins de irrigação é específica para cada sistema de irrigação, cultura, método de manejo da irrigação e a demanda e o consumo de energia elétrica. Na

tomada de decisão sobre a adoção da energia fotovoltaica, também deve-se levar em conta a continuidade do serviço prestado pela concessionária, uma vez que as interrupções no fornecimento de energia atingem diretamente aos consumidores finais (MAGALHÃES, 2017), além de problemas relacionados à oscilação de tensão (RIBEIRO et al., 2020).

Estudos de viabilidade do uso de energia fotovoltaica para irrigação tem sido desenvolvido no Brasil para diferentes sistemas de irrigação, cultivos e regiões, como por exemplo: Sousa et al. (2019) para pivô central cultivado com soja, milho e tomate industrial no estado de Goiás; SILVA et al. (2017) para gotejamento irrigando milho no estado do Ceará e Brunini et al. (2019) também para gotejamento.

Strupeit e Neij (2017) alertam que, na maioria dos estudos sobre o uso de fontes alternativas de energia, as reduções de custo têm sido pequenas e por vezes negligenciadas nos processos de tomada de decisão relacionados à implantação de usinas fotovoltaicas.

O custo nivelado de energia ou *Levelized Cost of Energy* (LCOE) (SOMMERFELDT; MADANI, 2017) tem sido muito utilizado para avaliação econômica em trabalhos com energia fotovoltaica (KUMAR et al., 2019; RHODES et al., 2017; SHEA; RAMGOLAM, 2018). A comparação do LCOE com a tarifa de energia elétrica da concessionária permite determinar as condições em que um investimento se torna viável ou se deverá ser abandonado ou adiado (NASCIMENTO; RÜTHER, 2020).

Assim, objetivou-se neste trabalho realizar um estudo sobre a viabilidade econômica do uso da energia fotovoltaica para irrigação, em pequenas e médias propriedades rurais, nas regiões do Vale do Jequitinhonha e Norte de Minas Gerais.

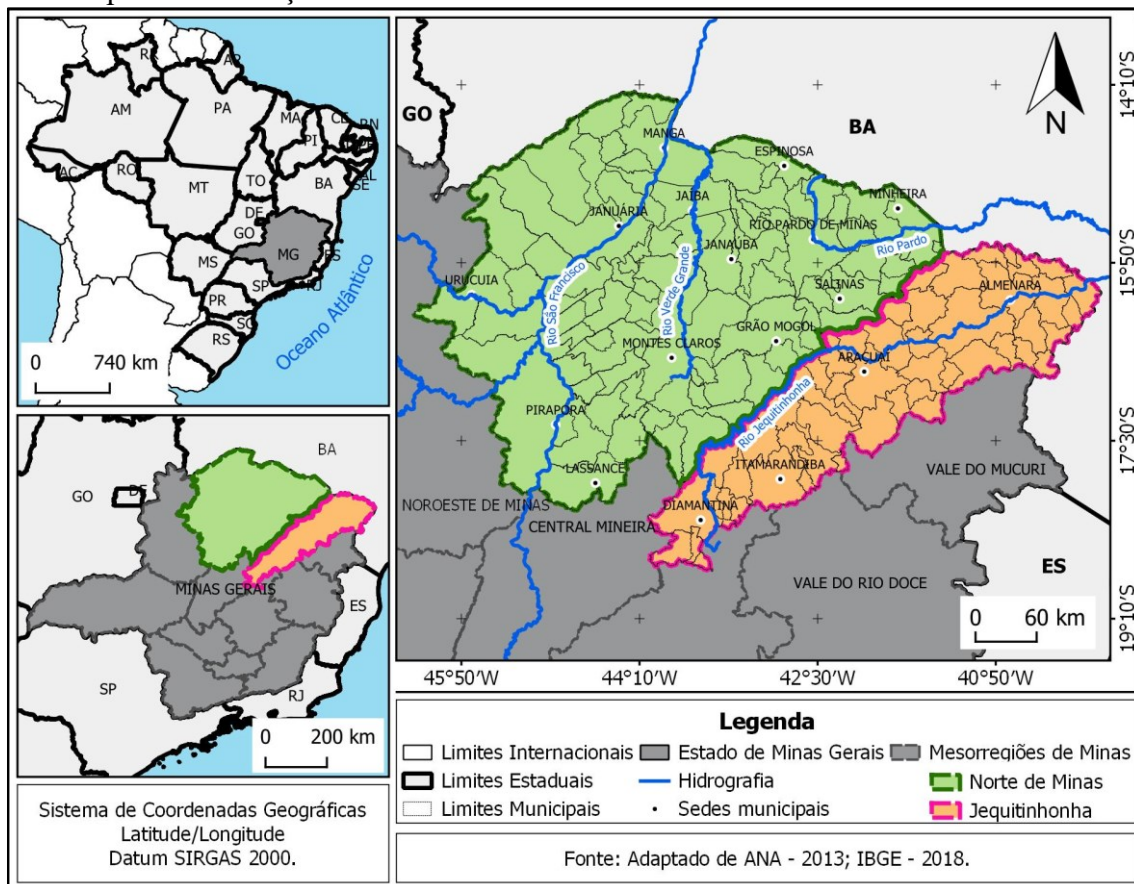
2 MATERIAL E MÉTODOS

A área de estudo compreendeu as mesorregiões do Jequitinhonha e Norte do estado de Minas Gerais, conforme ilustrado na Figura 1. Juntas, essas regiões compreendem

uma extensão territorial de aproximadamente 178.537 km² e estão situadas entre os paralelos

18° e 14° de latitude sul e entre os meridianos 47° e 39° a oeste de Greenwich.

Figura 1. Mapa de localização da área de estudo



Fonte: Adaptado pelos autores, a partir da base cartográfica IBGE (2016) (malhas das divisões internacionais, estaduais e municipais e das mesorregiões) e da base cartográfica Agência Nacional de Águas e Saneamento Básico (2013) (rede hidrográfica do Brasil).

Segundo dados da Agência Nacional de Águas e Saneamento Básico (2021), as mesorregiões, Norte de Minas e Jequitinhonha, possuem área irrigada de 147.597 e 19.096 hectares, respectivamente, perfazendo um total de 166.693 ha. Os sistemas de irrigação utilizados predominantemente são a irrigação localizada e aspersão convencional, que são sistemas mais utilizados por pequenos e médios irrigantes. Destaca-se ainda a utilização do sistema de irrigação por pivô central no Norte de Minas, com área irrigada de aproximadamente 60 mil hectares.

2.1 Base Cartográfica

Foi adquirida, no formato *shapefile* (.shp) de arquivo, uma base cartográfica contendo mapas temáticos da malha da divisão territorial do Brasil, em escalas variadas,

disponibilizadas gratuitamente pelo Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (IBGE). Já a base hidrográfica, foi disponibilizada gratuitamente pela Agência Nacional de Águas e Saneamento Básico, na escala 1/1.000.000.

Utilizou-se a base de dados disponibilizada pelo Atlas Brasileiro de Energia Solar, composta pela estimativa fornecida pelo modelo computacional BRASIL-SR, referentes à irradiação solar no plano inclinado na latitude do local em relação à superfície da Terra. Esses dados foram adquiridos no formato vetorial (*shapefile*), que continha o grid de 0,1° x 0,1° de latitude e longitude, da irradiação solar no plano inclinado, média mensal e anual diária, em Wh m⁻² dia⁻¹, baseadas no estudo de 17 anos utilizando imagens de satélite (1999 a 2015), que foram validados por dados coletados em estações solarimétricas da rede SONDA, de estações privadas e de estações meteorológicas

automáticas operadas pelo INMET (PEREIRA et al., 2017). Os dados foram disponibilizados gratuitamente no site do Laboratório de Modelagem e Estudos de Recursos Renováveis de Energia - LABREN (<http://labren.ccst.inpe.br/>).

2.2 Viabilidade Econômica

Para a realização das análises de viabilidade econômica, foram adotadas sete potências de conjuntos fotovoltaicos 5; 7,5; 10; 15; 20; 30 e 40 kWp. As potências dos sistemas fotovoltaicos foram escolhidas após um pré-processamento, utilizando a base de dados de Pereira et al. (2017), onde variou-se a demanda de energia elétrica pelos irrigantes em função do tempo e número de dias de irrigação, com diferentes potências de conjuntos moto-bombas. O limite superior da potência dos conjuntos moto-bombas foi fixado em 9,19 kW, uma vez que o foco do trabalho compreendeu pequenos e médios irrigantes e utilização de redes monofásicas.

Como índice de viabilidade econômica da energia fotovoltaica, calculou-se o custo nivelado de energia (LCOE) (SOMMERFELDT; MADANI, 2017), através da Equação apresentada por Schram (2019). Os valores de LCOE foram calculados utilizando a linguagem R para cada ponto do grid.

$$LCOE = \frac{I_0 + \sum_{n=1}^T \frac{O\&M_n}{(1+i)^n}}{\sum_{n=1}^T \frac{S_n(1-d)^n}{(1+i)^n}} \quad (1)$$

Onde:

LCOE = Custo nivelado de energia, em R\$ kWh;

I_0 = investimento inicial, em R\$kWp⁻¹;

O&M = custo com operação e manutenção do sistema fotovoltaico, em R\$kWp;

S = Energia gerada, em kWh;

d = Taxa anual de degradação dos módulos, em %

i = Taxa anual de desconto, em %;

n = Número de períodos, em anos;

T = Vida útil do sistema fotovoltaico, em anos.

Para a determinação do custo de investimento inicial (I_0) do sistema

fotovoltaico, utilizou-se a Equação 2 proposta por Schram (2019).

$$I_0 = 12.142xP_{FV}^{-0,0147} \quad (2)$$

Onde

P_{FV} = Potência do sistema fotovoltaico (kWp).

Como taxa anual de desconto (d), adotou-se a Selic média dos anos de 2018 e 2019; de 6,02%. A vida útil (T) utilizada foi de 30 anos, conforme Nascimento e Rütther (2020).

O custo com operação e manutenção do sistema fotovoltaico (O&M) correspondeu a 1% a.a. do custo de investimento (I_0) (NASCIMENTO; RÜTHER, 2020), sendo acrescido no ano 10 e 20, após a implantação, a recompra do inversor de frequência, com custo correspondente a 23% de I_0 (SCHRAM, 2019). A taxa de degradação dos painéis foi de 0,5% a.a. (NASCIMENTO; RÜTHER, 2020).

A energia gerada (S), em kWh, foi estimada utilizando a Equação 3.

$$S = HSP \times TD \times NDA \quad (3)$$

Onde:

S = energia gerada, em kWh;

TD = Taxa de desempenho, adimensional; e

HSP = Horas de Sol Pleno, em h dia⁻¹.

NDA = número de dias do ano.

A variável horas de sol pleno (HSP) expressa o número de horas em que a irradiância solar deve permanecer constante e igual a 1 kW m⁻², de forma que a energia resultante seja equivalente à energia disponibilizada pelo sol no local em questão, acumulada ao longo de um dia (PINHO; GALDINO, 2014). Foi obtida dividindo-se as médias anuais do total diário da radiação global no plano inclinado, em kWh m⁻² d⁻¹, obtidas por Pereira et al. (2017), por 1 kW m⁻². A taxa de desempenho adotada foi de 80% (PINHO; GALDINO, 2014).

Para fins de comparação com o LCOE, determinou-se o valor ponderado da tarifa da concessionária em função do número de horas de funcionamento diurno e noturno (Tabela 1).

Tabela 1. Diferentes cenários, em função do tempo de operação diário (diurno e noturno), para composição da tarifa de energia elétrica ponderada.

| Cenários | Tempo diário de operação (h d ⁻¹) | Tempo máximo de operação noturna (h d ⁻¹) | Tempo restante de operação diurna (h d ⁻¹) |
|----------|---|---|--|
| C1 | 8,5 | 8,5 | 0 |
| C2 | 12 | 8,5 | 3,5 |
| C3 | 16 | 8,5 | 7,5 |
| C4 | 20 | 8,5 | 11,5 |
| C5 | Até 11,5 | 0 | Até 11,5 |

Para composição do valor da tarifa de energia elétrica, em R\$ kWh, utilizou-se o Grupo Tarifário B2 Rural, onde a irrigação noturna possui 73% de desconto na tarifa, para as regiões Norte Minas e Vale do Jequitinhonha (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2010; AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2017). Utilizou como referência o valor da tarifa, referente a março de 2020, incluso PASEP/COFINS e ICMS. Consideraram-se também na composição da tarifa ponderada, as médias de ocorrência de bandeiras tarifárias nos anos 2018 e 2019.

Ao final dos cálculos do Custo Nivelado de Energia (LCOE), foi criada uma planilha (tabela de atributos), contendo os seguintes atributos: ID (campo de identificação do ponto central do grid); LONG (campo das coordenadas da longitude, em graus decimais); LAT (campo das coordenadas da latitude, em graus decimais); mais sete campos referentes às potências estudadas (5; 7,5; 10; 15; 20; 30; e 40, em kWp), com os seus respectivos valores de LCOE, em R\$ kWh.

Essa tabela de atributos foi exportada para o software QGIS (3.10.2-A Coruña), onde, a partir dos campos “LONG” e “LAT”, foi criado um grid de pontos (intervalos de 6' x 6') no formato vetorial, espacializado sob sistema de coordenadas geográficas e Datum SIRGAS 2000. Em seguida, o grid de pontos foi reprojetoado para o sistema de coordenadas métricas, adotando-se a projeção cartográfica *South America Equidistant Conic* (código EPSG: 102032), para melhorar o desempenho na interpolação. Do total de pontos, 1.797 que abrangiam toda a área de interesse e arredores, foram criados dois subconjuntos de dados, sendo que 86% dos pontos (1.547) foram

utilizados no processo de interpolação e o outro subconjunto, de 14% dos pontos (250), foi utilizado apenas com amostras para validação dos resultados, não fazendo parte do processo de interpolação. Os subconjuntos de dados (86%) foram exportados para o *software* SAGA-GIS 2.3.2, onde foram executados os procedimentos de interpolação dos valores de LCOE.

2.3 Interpolação e geração dos mapas finais

O método de interpolação utilizado foi de Krigagem ordinária. Trata-se de um método geostatístico não paramétrico para estimar dados em locais não amostrados baseando-se em pontos conhecidos (dados amostrados), ou seja, transforma um dado discreto (pontual) em contínuo (superfície) (MARCUIZZO et al., 2011).

Para cada potência estudada foi gerado um mapa interpolado com os valores de LCOE (em R\$ kWh), no formato raster, com grid de 1.810,55 x 1.810,55 metros (aproximadamente 1' x 1' de longitude e latitude). Os resultados foram exportados novamente para o software QGIS (3.10.2-A Coruña), no sistema de coordenadas métricas (projeção cartográfica *South America Equidistant Conic*), e reprojetoados para o sistema de coordenadas geográficas (latitude e longitude) para apresentação e confecção dos mapas finais.

Para a validação dos valores interpolados do LCOE, foram utilizados diferentes indicadores estatísticos que correlacionaram os valores interpolados pela Krigagem ordinária com os observados das amostras (valores calculados), conforme a metodologia utilizada por Castro et al. (2010) e Santos et al. (2019). Foram aplicados os

seguintes indicadores estatísticos: Coeficiente de Correlação de Pearson (r); Coeficiente de Determinação (R^2); Raiz do Erro Médio Quadrático (REMQ); Índice de Concordância (d) de Willmott (1981); Eficiência do Modelo (EFM), Erro Médio Absoluto (EMA) e Erro Médio Percentual (EMP).

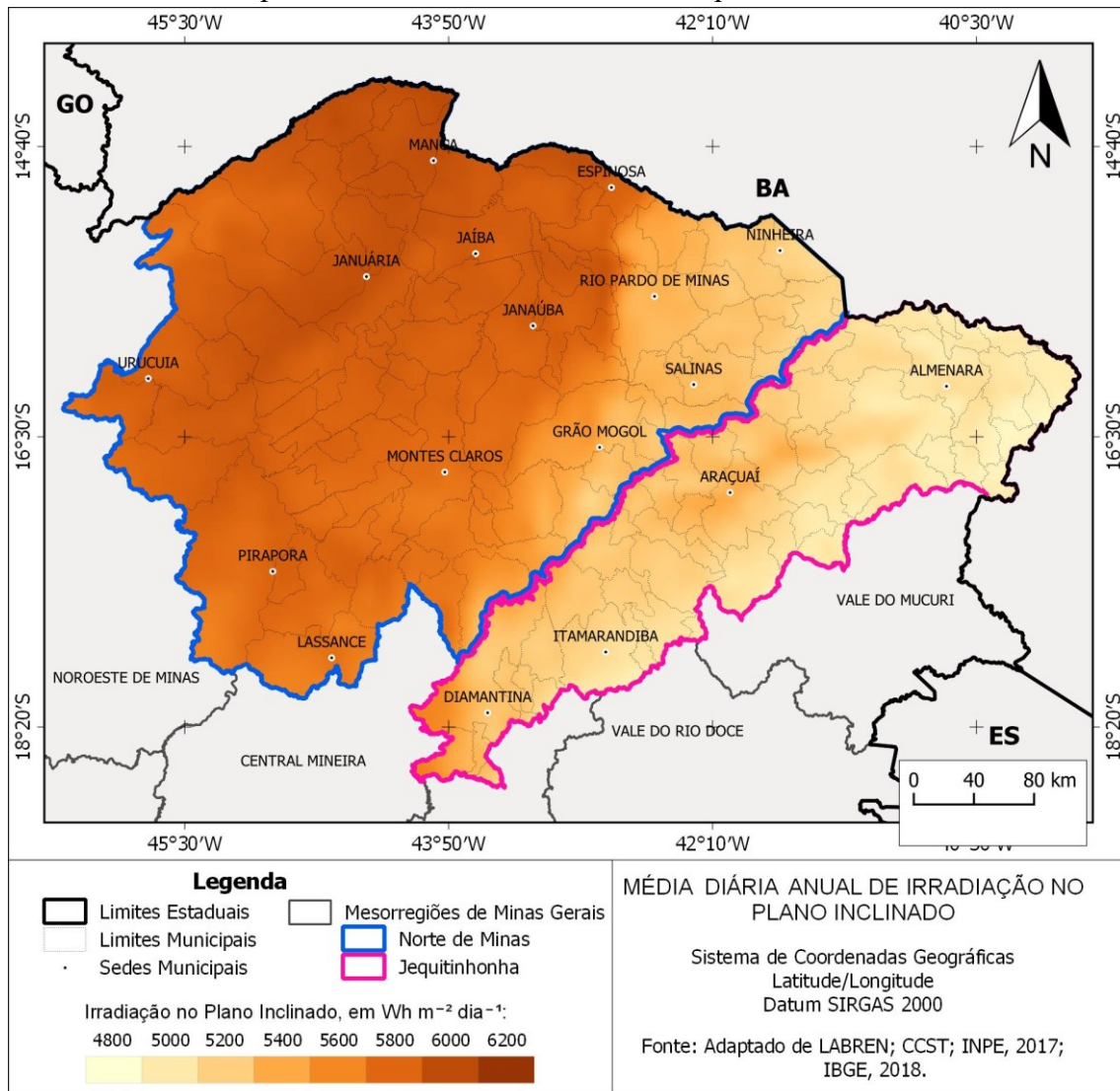
O mapa da irradiação solar no plano inclinado, na latitude do local em relação à superfície da Terra, foi elaborado a partir da *rasterização* do grid ($0,1^\circ \times 0,1^\circ$ ou $6' \times 6'$ de longitude e latitude) originalmente no formato vetorial, para um arquivo matricial (raster), com mesma resolução espacial $6' \times 6'$ (aproximadamente de 10 km). Esse procedimento consistiu em, a partir do grid irradiação solar no plano inclinado no formato vetorial, gerar uma superfície (contínua) matricial do tipo raster, onde os valores das células (pixels) correspondiam ao valor central do grid irradiação solar no plano inclinado da média anual diária em $Whm^{-2}dia^{-1}$. Gerada a superfície raster com grid de $6' \times 6'$ (tamanho original das células), as células foram reamostradas para um grid de $1' \times 1'$ e confeccionado o mapa final da irradiação.

3 RESULTADOS E DISCUSSÃO

Observam-se na Figura 2 os valores de irradiação global no plano inclinado, na latitude do local em relação à superfície da Terra, em $W m^{-2} dia^{-1}$, para as mesorregiões Norte de Minas e Vale do Jequitinhonha. Os valores variaram, aproximadamente, de 4800 a $6200 W m^{-2} dia^{-1}$, com os menores valores de irradiação encontrados na porção leste do Vale do Jequitinhonha e os maiores valores na porção norte da região norte de Minas. A distribuição e os valores da irradiação solar encontradas assemelham-se às apresentadas por Reis e Tiba (2016). Os autores afirmam que as áreas localizadas no Norte de Minas Gerais têm valores da radiação solar diária, média anual comparáveis às melhores regiões do mundo.

Esses valores de irradiação solar global, superiores aos da Europa (PEREIRA et al., 2017), colocam as regiões, principalmente o Norte de Minas, entre as mais atrativas para a instalação de sistemas ou geradores fotovoltaicos.

Figura 2. Irradiação global no Plano Inclinado na latitude do local em relação à superfície da Terra, em $W m^{-2} dia^{-1}$ para o Norte de Minas e Vale do Jequitinhonha.



Na Tabela 2 são apresentados os valores das tarifas ponderadas de energia elétrica. Observa-se que a tarifa ponderada variou de 0,15283 à 0,64196 R\$ kWh da jornada de operação completamente noturna (C1) à completamente diurna (C5). Nota-se que com o incremento de horas de irrigação diurna, houve aumento do valor da tarifa ponderada, tendo o cenário C4 apresentado a tarifa média

ponderada igual à 4,2 vezes a tarifa do cenário C1. Esses resultados reforçam a efetividade do subsídio na tarifação da energia noturna, que consequentemente proporciona maior economia e rentabilidade aos produtores, já que custo da energia elétrica é uma variável importante no custo da irrigação (ALVES JÚNIOR et al., 2018).

Tabela 2. Tarifa de Energia Elétrica Ponderada, em R\$ kWh, para as jornadas de trabalho estudadas nas regiões Norte de Minas e Vale do Jequitinhonha, MG.

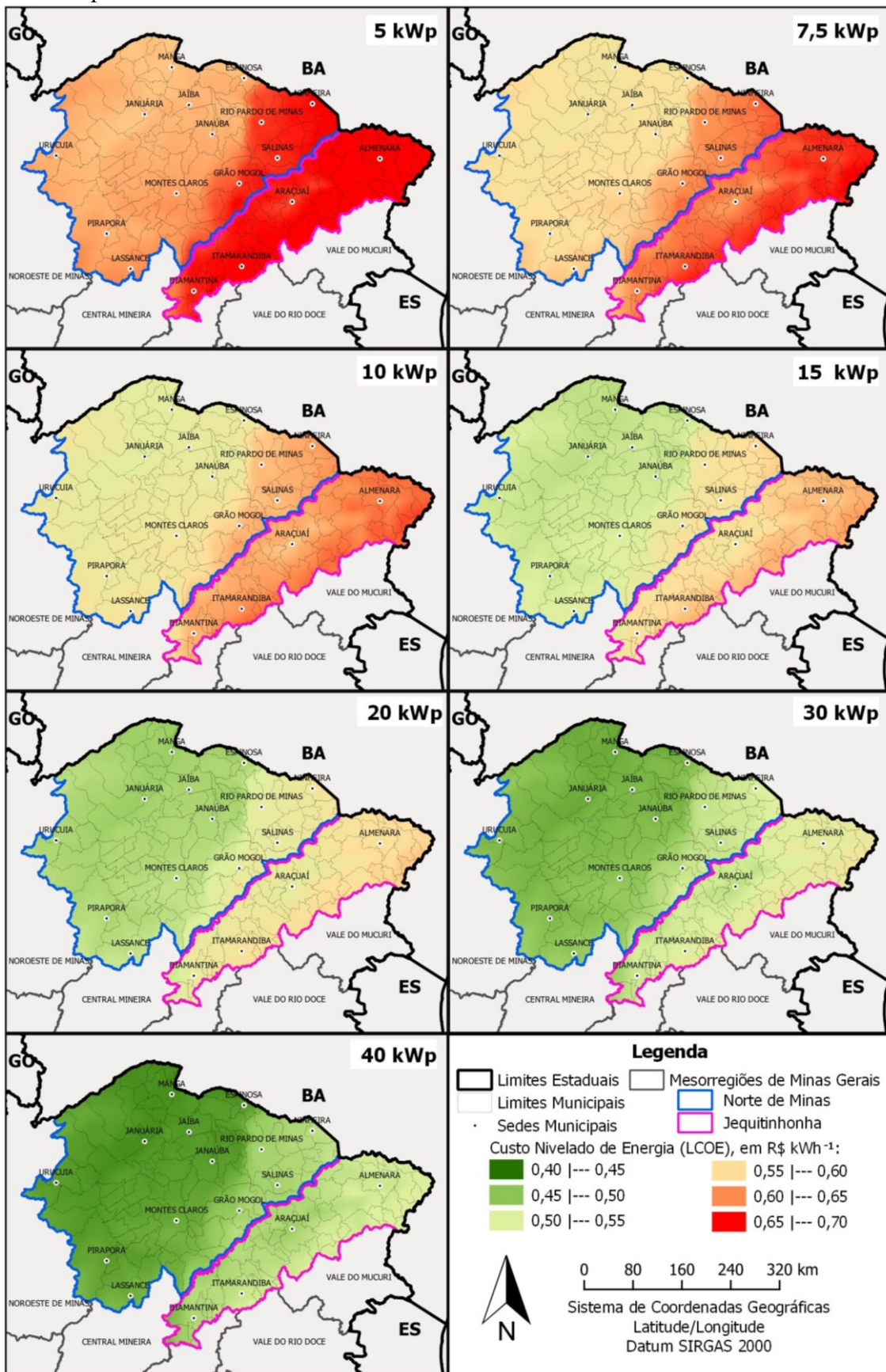
| Cenários | Tempo diário de operação* (h d⁻¹) | Tarifa de Energia Elétrica Ponderada (R\$ kWh) |
|-----------------|---|---|
| C1 | 8,5 (8,5; 0) | 0,15283 |
| C2 | 12 (8,5; 3,5) | 0,29549 |
| C3 | 16 (8,5; 7,5) | 0,38211 |
| C4 | 20 (8,5; 11,5) | 0,43408 |
| C5 | Até 11,5 (0; 11,5) | 0,64196 |

* Entre parênteses (Tempo de operação noturna, em h d⁻¹; Tempo de operação diurna, em h d⁻¹)

Na Figura 3 é apresentado o custo nivelado de energia (LCOE), em R\$ kWh, para o Norte de Minas e Vale do Jequitinhonha. Os valores médios, bem como os valores extremos (mínimo e máximo), encontrados de LCOE, em R\$ kWh, foram: 0,6096 (min. 0,5623; máx. 0,6980); 0,5743 (min. 0,5298; máx. 0,6576);

0,5743 (min. 0,5078 máx. 0,6304); 0,5187 (min. 0,4785; máx. 0,5939); 0,4972 (min. 0,4586; máx. 0,5693); 0,4684 (min. 0,4321; máx. 0,5364); e 0,4491 (min. 0,4142; máx. 0,5141), respectivamente, para as potências de 5; 7,5; 10; 15; 20; 30 e 40 kWp.

Figura 3. Custo Nivelado de Energia (LCOE), em R\$ kWh, para o Norte de Minas e Vale do Jequitinhonha.



Observa-se que, independentemente da potência, o LCOE diminui com o aumento da irradiação global no plano inclinado, na latitude do local em relação à superfície da Terra, sendo os maiores valores de LCOE encontrados na porção leste do leste do Jequitinhonha, coincidindo com os menores valores de Irradiação, e os menores valores encontrados na porção norte da região Norte de Minas, coincidindo com os maiores valores de irradiação.

Analisando as potências dos sistemas fotovoltaicos, observa-se que com o aumento da potência ocorre a diminuição dos valores de LCOE. Os maiores e menores valores de LCOE foram encontrados na potência de 5kWp e 40 kWp, respectivamente. Essa tendência também observada por Nascimento e Rüther (2020). A diminuição do valor de LCOE ocorre principalmente em virtude da redução do custo de investimento inicial (I_0) do sistema fotovoltaico, que também proporciona redução no custo com operação e manutenção do sistema fotovoltaico (O&M).

Os menores valores de LCOE foram encontrados na potência instalada de 40kWp na porção norte da região Norte de Minas, com o valor aproximado de LCOE a 0,41 R\$ kWh. Já os maiores valores foram observados em aproximadamente todo o Vale do Jequitinhonha e uma faixa da região Norte do Estado, estendendo-se do município de Grão Mogol até Montezuma, passando por Salinas e Rio Pardo de Minas.

Analisando conjuntamente a Figura 3 com os dados da Tabela 2, considerando a jornada de trabalho exclusivamente diurna (C5), observa-se que a adoção da energia fotovoltaica para o uso na irrigação é uma alternativa viável a partir de 10 kWp em toda área de estudo. Já na potência 5kWp, todo o Vale do Jequitinhonha e parte do Norte (regiões de Grão Mogol, Salinas, Rio Pardo de Minas e Ninheira) não apresenta viabilidade econômica, ou seja, o LCOE é maior que a tarifa. As áreas limítrofes do Vale do Jequitinhonha com os vales do Rio Doce e Mucuri e divisa com o estado da Bahia, também não apresentaram viabilidade econômica para a potência de 7,5 kWp.

Os cenários C1, C2 e C3 são inviáveis em todas as potências testadas, uma vez que as tarifas ponderadas (Tabela 2) são inferiores aos valores de LCOE nas regiões estudadas. Ressalta-se, que para o C3, a possibilidade do investimento no sistema fotovoltaico, tornar-se viável dentro de um curto período. Uma vez que as tarifas de energia elétrica são reajustadas utilizando, principalmente, o Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo (IPCA). O IPCA acumulado do biênio 2018-2019 foi de 8,22%, o que favorecerá a viabilidade deste cenário 3. Segundo Nascimento e Rüther (2020), a postergação do investimento é uma alternativa quando o LCOE do sistema projetado se mostra superior à tarifa.

Um fator importante que pode permitir a rápida redução do LCOE é a diminuição dos preços de tecnologia fotovoltaica (STRUPEIT; NEIJ, 2017) proporcionada pelo crescimento elevado da indústria fotovoltaica (BREYER; GERLACH, 2013). Parrado et al. (2016) trabalhando com projeções de LCOE até 2050, no Chile, observaram que o LCOE para uma planta fotovoltaica tende a diminuir ao longo do tempo

Já no cenário 4, onde a jornada de trabalho é majoritariamente diurna, situação muito típica para irrigantes, apresenta viabilidade econômica para as potências de 30 e 40 kWp em boa parte da região Norte de Minas, com exceção de uma faixa vizinha ao Vale do Jequitinhonha, que se estende do município de Grão Mogol até Montezuma.

Quanto maior o potencial de geração e maior a potência do sistema fotovoltaico, maior a tendência de viabilidade do investimento, em virtude da redução do LCOE. Essa redução de custo observada, aliada às políticas governamentais e as promessas de redução das emissões de gases de efeito estufa tem provocado um forte aumento na capacidade instalada de usinas fotovoltaicas em todo o mundo (PINTO et al., 2020), com crescimento exponencial no Brasil (NASCIMENTO et al., 2020).

Na Tabela 3 são apresentados os indicadores utilizados para a validação do Custo Nivelado de Energia (LCOE) a partir dos dados observados e preditos pela Krigagem ordinária. Os indicadores estatísticos

mostraram resultados muito satisfatórios, devido à distribuição retangular do grid (6' x 6' de longitude e latitude) dos pontos utilizados na interpolação, demonstrando que os mapas oriundos da interpolação podem ser utilizados durante o processo de tomada de decisão sobre a adoção da energia fotovoltaica por irrigantes,

conclusão semelhante à obtida por Sánchez-Lozano et al. (2013). Resultados semelhantes sobre o uso da Krigagem ordinária foram encontrados em outras variáveis, como precipitação (SILVA NETO et al., 2020) e evapotranspiração de referência (SANTOS et al., 2019).

Tabela 3. Indicadores utilizados para a validação do Custo Nivelado de Energia (LCOE) a partir dos dados observados e preditos pela Krigagem ordinária.

| Potência (kWp) | REQM | d | R | R ² | EMA | EMP | EFM |
|----------------|--------|--------|--------|----------------|--------|--------|--------|
| 5 | 0,0028 | 0,9986 | 0,9973 | 0,9947 | 0,0019 | 0,3031 | 0,9946 |
| 7,5 | 0,0026 | 0,9986 | 0,9973 | 0,9947 | 0,0018 | 0,3032 | 0,9945 |
| 10 | 0,0025 | 0,9986 | 0,9973 | 0,9947 | 0,0017 | 0,3032 | 0,9946 |
| 15 | 0,0023 | 0,9986 | 0,9973 | 0,9947 | 0,0016 | 0,3032 | 0,9946 |
| 20 | 0,0022 | 0,9986 | 0,9973 | 0,9947 | 0,0015 | 0,3033 | 0,9945 |
| 30 | 0,0021 | 0,9986 | 0,9973 | 0,9947 | 0,0014 | 0,3031 | 0,9946 |
| 40 | 0,0020 | 0,9986 | 0,9973 | 0,9947 | 0,0014 | 0,3032 | 0,9945 |

* REMQ – Raiz do Erro Médio Quadrático; d – Índice de Concordância; r - Coeficiente de Correlação de Pearson; R² – Coeficiente de determinação da validação cruzada; EMA – Erro Médio Absoluto (R\$ kWh); EMP - Erro Médio Percentual; e EFM – Eficiência do Modelo.

4 CONCLUSÕES

As regiões com maior tendência de viabilidade do investimento em energia fotovoltaica são aquelas que apresentaram o maior potencial de geração desse tipo de energia, ou seja, o norte da região Norte de Minas.

O uso majoritário da tarifa com desconto noturno (cenários C1, C2 e C3) é uma alternativa mais viável, comparada à geração fotovoltaica nas potências estudadas.

Já onde a jornada de trabalho é majoritariamente diurna (cenário C4), apresenta viabilidade econômica para as potências de 30 e 40 kWp, na maior porção do Norte de Minas, com exceção de uma faixa vizinha ao Vale do Jequitinhonha, que se estende do município de Grão Mogol até Montezuma.

O uso de energia fotovoltaica, a partir de 10 kWp, é uma alternativa viável quando comparada ao uso da irrigação exclusivamente diurna (cenário C5), em toda a região estudada.

5 REFERÊNCIAS

AGÊNCIA NACIONAL DE ÁGUAS E SANEAMENTO BÁSICO. **Base hidrográfica otocodificada multiescalas 2013**. Brasília, DF: ANA, 2013. 1 mapa. Escala 1:1.000.000. Disponível em: <https://metadados.snirh.gov.br/geonetwork/srv/api/records/7bb15389-1016-4d5b-9480-5f1acdadd0f5>. Acesso em 25 jun. 2021.

AGÊNCIA NACIONAL DE ÁGUAS E SANEAMENTO BÁSICO. **Atlas irrigação: uso da água na agricultura irrigada**. 2. ed. Brasília, DF: ANA, 2021.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Resolução Normativa nº 414, de 9 de setembro de 2010**. Estabelece as Condições Gerais de Fornecimento de Energia Elétrica de forma atualizada e consolidada. Brasília, DF: ANEEL, 2010.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Resolução Normativa nº 800, de 19 de dezembro de 2017**. Regulamentação da Conta de Desenvolvimento Energético. Brasília, DF: ANEEL, 2017.

ALVES JUNIOR, J.; SALES, D. L. A.; PEREIRA, R. M.; RODRIGUEZ, W. D. M.; CASAROLI, D.; EVANGELISTA, A. W. P. Viabilidade econômica da irrigação por pivô central nas culturas de soja, milho e tomate. **Pesquisa Agropecuária Pernambucana**, Recife, v. 22, n. 1, p. e201703, 2018.

BRASIL. **Decreto n. 7.891, de 23 de janeiro de 2013**. Regulamenta a Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013, que dispõe sobre [...], e dá outras providências. Brasília, DF: Brasil, 2013.

Disponível em:

http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_Ato2011-2014/2013/Decreto/D7891.htm. Acesso em: 22 abr. 2020.

BRASIL. **Lei n. 10.438, de 26 de abril de 2002**. Dispõe sobre a expansão da oferta de energia elétrica emergencial, recomposição tarifária extraordinária, cria o [...] e dá outras providências. Brasília, DF: Brasil, 2002. Disponível em:

http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/2002/110438.htm. Acesso em: 22 abr. 2020.

BREYER, C.; GERLACH, A. Global overview on gridparity. **Progress in Photovoltaics: Research and Applications**, Hoboken, v. 21, n. 1, p. 121-136, 2013.

BRUNINI, R. G.; SILVA, A. B.; PAULA, V. R.; OLIVEIRA, J. C. Economic analysis of photovoltaic energy in irrigating lettuce crops. **Revista Brasileira de Ciências Agrárias**, Recife, v. 14, n. 4, p. e6539, 2019.

CASTRO, F. S.; PEZZOPANE, J. E. M.; CECÍLIO, R. A.; PEZZOPANE, J. R. M.; XAVIER, A. C. Avaliação do desempenho dos diferentes métodos de interpoladores para parâmetros do balanço hídrico climatológico. **Revista Brasileira de Engenharia Agrícola e Ambiental**, Campina Grande, v. 14, n. 8, p. 871-880, 2010.

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

FERREIRA, A.; KUNH, S. S.; FAGNANI, K. C.; SOUZA, T. A.; TONEZER, C.; 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**, Amsterdam, v. 81, n. 1, p. 181-191, 2018.

IBGE. **Bases e referenciais**. Rio de Janeiro: IBGE, 2016. Disponível em:

<https://portaldemapas.ibge.gov.br/portal.php#mapa222184>. Acesso em 25 jun. 2021.

IBGE. **Censo agropecuário: resultados definitivos 2017**. Rio de Janeiro: IBGE, 2019. Disponível em: <https://sidra.ibge.gov.br/pesquisa/censo-agropecuario/censo-agropecuario-2017>. Acesso em: 05 mar. 2021.

KUMAR, J.; SURYAKIRAN, B. V.; VERMA, A.; BHATTI, T. S. Analysis of techno-economic viability with demand response strategy of a grid-connected microgrid model for enhanced rural electrification in Uttar Pradesh state, India. **Energy**, Amsterdam, v. 178, n. 1, p. 176-185, 2019.

LEITE, C. V.; ALVES JÚNIOR, J.; VICENTE, M. R.; EVANGELISTA, A. W. P.; CASAROLI, D. Jornada diária de trabalho como critério de dimensionamento econômico para sistemas de irrigação por pivô central. **Revista Engenharia na Agricultura**, Viçosa, MG, v. 26, n. 6, p. 526-540, 2018.

MAGALHÃES, E. F. A. **Modelagem e simulação de indicadores de continuidade**: ferramenta auxiliar para a manutenção em redes de distribuição de energia elétrica. 2017. Dissertação (Mestrado em Engenharia Industrial) – Universidade Federal da Bahia, Salvador, 2017.

MARCUZZO, F. F. N.; ANDRADE, L. R.; MELO, D. C. R. Métodos de Interpolação Matemática no Mapeamento de Chuvas do Estado do Mato Grosso. **Revista Brasileira de Geografia Física**, Recife, v. 4, n. 4, p. 793-804, 2011.

NASCIMENTO, Á. D. J.; RÜTHER, R. Evaluating distributed photovoltaic (PV) generation to foster the adoption of energy storage systems (ESS) in time-of-use frameworks. **Solar Energy**, Amsterdam, v. 208, n. 1, p. 917-929, 2020.

NASCIMENTO, L. R.; BRAGA, M.; CAMPOS, R. A.; NASPOLINI, H. F.; RÜTHER, R. Performance assessment of solar photovoltaic technologies under different climatic conditions in Brazil. **Renewable Energy**, Amsterdam, v. 146, n. 1, p. 1070-1082. 2020.

PARRADO, C.; GIRARD, A.; SIMON, F.; FUENTEALBA, E. 2050 LCOE (Levelized Cost of Energy) projection for a hybrid PV (photovoltaic)-CSP (concentrated power) plant in the Atacama Desert, Chile. **Energy**, Amsterdam, v. 94, n. 1, p. 422-430, 2016.

PEREIRA, E. B.; MARTINS, F. R.; GONÇALVES, A. R.; COSTA, R. S.; LIMA, F. J. L.; RÜTHER, R.; ABREU, S. L.; TIEPOLO, G. M.; PEREIRA, S. V.; SOUZA, J. G. **Atlas brasileiro de energia solar**. 2. ed. São José dos Campos: INPE, 2017.

PINHO, J.; GALDINO, M. **Manual de engenharia para sistemas fotovoltaicos**. Rio de Janeiro: Cepel: Cresesb, 2014.

PINTO, M. A.; FRATE, C. A.; RODRIGUES, T. O.; CALDEIRA-PIRES, A. Sensitivity analysis of the carbon payback time for a Brazilian photovoltaic power plant. **Utilities Policy**, Amsterdam, v. 63, n. 1, p. e101014, 2020.

REIS, R. J.; TIBA, C. **Atlas Solarimétrico de Minas Gerais**. Belo Horizonte: Editora Futura Express, 2016. v. 2.

RHODES, J. D.; KING, C.; GULEN, G.; OLMSTEAD, S. M.; DYER, J. S.; HEBNER, R. E.; WEBBER, M. E. A geographically resolved method to estimate levelized power plant costs with environmental externalities. **Energy Policy**, Amsterdam, v. 102, n. 1, p. 491-499, 2017.

RIBEIRO, T. L.; AMORIM, W. S.; SANTOS, C. A.; ARAÚJO, W. G.; PEDRAÇA, A. S.; LIMA, A. A.; PREDRAÇA, J. A.; ROMAGUERA-BARCELAY, Y. Power quality: a comparative study of the quality of electric power and real trends. **European Academic Research**, Bucareste, v. 8, n. 9, p. 5560-5571, 2020.

RÜTHER, R.; ZILLES, R. Making the case for grid-connected photovoltaics in Brazil. **Energy Policy**, Amsterdam, v. 39, n. 3, p. 1027-1030, 2011.

SANCHÉZ-LOZANO, J. M.; TERUEL-SOLANO, J.; SOTO-ELVIRAB, P. L.; GARCÍA-CASCALESE, M. S. Geographical Information Systems (GIS) and Multi-Criteria Decision Making (MCDM) methods for the evaluation of solar farms locations: Case study in south-eastern Spain. **Renewable and Sustainable Energy**, Amsterdam, v. 24, n. 1, p. 544-556, 2013.

SANTOS, T. A.; VICENTE, M. R.; LEITE, C. V.; SANTOS, R. M.; SOUZA, J. L. T. Zonas homogêneas de evapotranspiração de referência para o Norte e Noroeste de Minas Gerais. **Revista Brasileira de Agricultura Irrigada**, Fortaleza, v. 13, n. 4, p. 3540-3555, 2019.

SCHRAM, I. B. **Sensibilidade do custo da energia elétrica fotovoltaica no Brasil utilizando o método de Monte Carlo**. 2019. Dissertação (Mestrado em Engenharia de Energia na Agricultura) – Universidade Estadual do Oeste do Paraná, Cascavel, 2019.

SHEA, R. P.; RAMGOLAM, Y. K. Applied Levelized Cost of Electricity for Energy Technologies in a Small Island Developing State: A Case Study in Mauritius. **Renewable Energy**, Amsterdam, v. 132, n. 1, p. 1415-1424, 2018.

SILVA NETO, V. L.; VIOLA, M. R.; MELLO, C. R.; ALVES, M. V. G.; SILVA, D. D.; PEREIRA, S. B. Mapeamento de Chuvas Intensas para o Estado do Tocantins. **Revista Brasileira de Meteorologia**, São Paulo, v. 35, n. 1, p. 1-11, 2020.

SILVA, V. P.; FEITOSA, H. O.; PEREIRA, C. F.; SAMPAIO, J. A.; FEITOSA, E. O. Potencial de energia solar para a irrigação no município de Barbalha-CE. **Energia na Agricultura**, Botucatu, v. 32, n. 1, p. 57-64, 2017.

SOMMERFELDT, N.; MADANI, H. Revisiting the techno-economic analysis process for building-mounted, grid-connected solar photovoltaic systems: Part two - Application. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, Amsterdam, v. 74, n. 1, p. 1394-1404, 2017.

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

STRUPEIT, L.; NEIJ, L. Cost dynamics in the deployment of photovoltaics: Insights from the German market for building-sited systems. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, Amsterdam, v. 69, n. 1, p. 948-960, 2017.

VIGNESHWARI, C. A.; VELAN, S. S. S.; VENKATESHWARAN, M.; MYDEEN, M. A.; KIRUBAKARAN, V. Performance and economic study of on-grid and off-grid solar photovoltaic system. *In*: INTERNATIONAL CONFERENCE ON ENERGY EFFICIENT TECHNOLOGIES FOR SUSTAINABILITY, 2016, Nagercoil. **Anais [...]**. Nagercoil: ICEETS, 2016. p. 239-244.

WILLMOTT, C. J. On the validation of models. **Physical Geography**, Abingdon, v. 2, n. 2, p. 184-194, 1981.