

“Análise de Viabilidade Técnica e Econômica de um Projeto de Sistema Fotovoltaico para uma Unidade de Agricultura Familiar em Foz do Iguaçu/PR”

Fernando David Céspedes Villalba¹, Larissa Andreia Wagner Machado².

¹ Graduando do curso de Engenharia de Energia. Instituto Latino-americano de Tecnologia, Infraestrutura e Território. UNILA. Foz do Iguaçu. Paraná. Brasil. E-mail: fernando.villalba@aluno.unila.edu.br

² Orientadora - Docente do curso de Engenharia de Energia – Instituto Latino-americano de Tecnologia, Infraestrutura e Território. UNILA. Foz do Iguaçu. Brasil. E-mail: larissa.machado@unila.edu.br

Resumo — O incentivo à agricultura familiar e a inovação de programas e tecnologias que permitam a extensão dessas práticas, são alguns dos objetivos do desenvolvimento sustentável. Admitindo que as tecnologias alternativas de geração de energia são ferramentas fundamentais dentro deste processo, torna-se necessário analisar os potenciais benefícios que as energias renováveis podem oferecer para os sistemas produtivos. Dentro desse contexto este trabalho apresenta um estudo de caso em que se objetivou realizar uma análise de viabilidade técnica e econômica de um projeto de energia solar fotovoltaica para uma unidade de agricultura familiar. A propriedade em estudo encontra-se localizada na cidade de Foz do Iguaçu – PR, com uma área de produção de aproximadamente 20.000 m² a principal atividade desenvolvida pela família é a olericultura orgânica. O trabalho se divide em duas etapas principais, na primeira foi realizada a análise técnica que consiste no dimensionamento do sistema fotovoltaico, para isso foi adotada a metodologia proposta pelo CRESESB para sistemas conectados à rede e posteriormente, com o apoio do software livre SAM, foi realizado a comparação e validação dos resultados obtidos do método adotado. Num segundo momento realiza-se a análise econômica do projeto partindo de uma análise do comportamento do valor da tarifa de energia da concessionária e do levantamento do investimento inicial. Por fim foram definidos dois cenários possíveis para custear a implementação do projeto: um com recursos próprios e outro a partir de capital financiado, este último considerando uma linha específica de financiamento do BNDES para produtores rurais encaixados na categoria de agricultura familiar, PRONAF. Realizando uma estimativa da economia na conta de energia ao longo da vida útil do projeto, constrói-se o fluxo de caixa para ambos cenários e, a partir disso, são determinados os parâmetros que definem a viabilidade econômica das propostas: Valor Presente Líquido; Taxa Interna de Retorno, Payback, Índice de Lucratividade e Custo de Geração. Finalmente o estudo de caso resultou na proposta de um sistema de 7,150 kW de potência pico, composto por 22 módulos fotovoltaicos de 325 Wp, requerendo um investimento inicial de aproximadamente R\$, 51.364,73. Com a análise econômica constatou-se a viabilidade do projeto para ambos cenários propostos, no entanto, o caso de investimento com capital financiado apresentou maior atratividade econômica levando em consideração o VPL de R\$ 27.500,39 ; TIR de 26,25 %, IL de 1,76 pontos e um tempo de retorno de investimento aproximado de 12 anos, prevalecendo frente ao caso de investimento com recursos próprios.

Palavras-chave: agricultura familiar, desenvolvimento sustentável, energia solar fotovoltaica, viabilidade técnico-econômica.

Lista de abreviaturas e siglas

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
BNDES	Banco Nacional de Desenvolvimento
CA	Corrente Alternada
CC	Corrente contínua
CG	Custo de geração
COFINS	Contribuição para o Financiamento de Seguridade Social
CONFAZ	Conselho Nacional de Política Fazendária
COPEL	Companhia Paranaense de Energia
CRESESB	Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio de Salvo Brito
HSP	Horas de Sol Pleno
ICMS	Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Prestação de Serviços
IL	Índice de Lucratividade
INMETRO	Instituto Nacional de Metrologia, Qualidade e Tecnologia
FDI	Fator de Dimensionamento de Inversores
NOCT	Nominal Operating Cell Temperature
NREL	National Renewable Energy Laboratory
O&M	Operação e Manutenção
PIS	Programas de Integração Social
PMP	Ponto de Máxima Potência
PRONAF	Programa Nacional de Fortalecimento da Agricultura Familiar
SAC	Sistema de Amortização Constante
SAF	Secretaria de Agricultura Familiar e Cooperativismo
SAM	System Advisor Model
SEAD	Secretaria Especial de Agricultura Familiar e do Desenvolvimento Agrário
SEBRAE	Serviço Brasileiro de Apoio às Micro e Pequenas Empresas
SELIC	Sistema Especial de Liquidação e de Custódia
SFCR	Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede
SFI	Sistema Fotovoltaico Isolado

SIN	Sistema Interconectado Nacional.
SPPM	Seguidor do Ponto de Máxima Potencia
STC	Standard Test Conditions
TIR	Taxa Interna de Retorno
VP	Valor Presente
VPL	Valor Presente Líquido

Lista de símbolos

P_p	Potência de Pico do Sistema
E	Consumo Diário Médio
TD	Taxa de Desempenho
HSP_{MA}	Média Diária Anual de HSP
N_{mod}	Número de Módulos
P_{mod}	Potência do Módulo
P_{nca}	Potência Nominal CA do Inversor
$N_{mod,serie}$	Número de Módulos em Série
$V_{min,i}$	Tensão Mínima na Entrada do Inversor
$V_{max,i}$	Tensão Máxima na Entrada do Inversor
$V_{pm,Tmax}$	Tensão no Ponto de Potência Máxima do Módulo na Maior temperatura de Operação Prevista.
$V_{pm,Tmin}$	Tensão no Ponto de Potência Máxima do Módulo na Menor Temperatura de Operação Prevista
V_{STC}	Tensão Nominal no STC
β	Coefficiente de Variação da Tensão do Módulo com Relação à Temperatura
T_{op}	Temperatura de Operação do Módulo
T_{amb}	Temperatura Ambiente
k_t	Coefficiente Térmico do Módulo
G	Irradiância Incidente sobre o Módulo
$N_{mod,paralelo}$	Número de Módulos em Paralelo
$I_{max,i}$	Corrente Máxima na Entrada do Inversor
$I_{sc,mod}$	Corrente de Curto Circuito do Modulo
E_{ger}	Energia gerada pelo sistema
$H_{d,med,m}$	Irradiância diária média mensal
A_{mod}	Área do Módulo
η_{mod}	Eficiência do modulo

f_p	Fator de perda do sistema
A_{net}	Área Neta dos Módulos no Plano Horizontal
A_{req}	Área Real Requerida pelos módulos
\emptyset	Ângulo de Inclinação do Sistema;
h	Altura do Módulo Inclinado
L	Comprimento do Módulo
d_{min}	Distância Mínima Horizontal entre Módulos
TA	Tarifa cobrada pela concessionária
$TA_{sem,ICMS}$	Tarifa sem o ICMS
$TA_{sem,imp}$	Tarifa sem impostos
imp	Adição dos impostos PIS e COFINS
I_0	Investimento inicial, período zero.
t	Período
FC_t	Fluxo de caixa no período t
j	Taxa de juro
I_t	Investimento no período t
t_-	Último período com fluxo de caixa negativo
FC_{t+}	Primer valor de fluxo de caixa positivo

I. INTRODUÇÃO

Dentro do segmento produtivo a agricultura familiar¹ vem adquirindo cada vez maior destaque, principalmente quando os dados de produção de alimentos são expostos. Segundo Ramehler [1] estima-se que no Brasil cerca de 70% dos alimentos produzidos provêm da agricultura familiar, desta forma a Secretaria de Agricultura Familiar e Cooperativismo (SAF) [2] descreve a esta categoria produtiva como a grande responsável do abastecimento da maioria dos alimentos consumidos pelos brasileiros. Assim também Bresiane [3] destaca a importância do incentivo e valorização da agricultura familiar como um requisito essencial para a transição a um sistema agrícola mais seguro e sustentável. Pela mesma razão Bittencourt [4] ressalta a estreita relação da agricultura familiar com a segurança alimentar e nutricional da população brasileira, ao mesmo tempo em que salienta os benefícios que ela traz dentro do âmbito social e econômico, uma vez que esta prática impulsiona a geração de emprego e estimula a economia local.

Neste contexto, torna-se importante destacar que a produção de alimentos, de forma geral, é uma atividade que demanda uma diversa quantidade recursos (humanos, água, energia, insumos, maquinarias, etc.), que podem ser traduzidos em termos econômicos. Campos & Campos [5] expõem que a energia sempre desempenhou um papel determinante nos sistemas de produção agrícola, tal é assim que qualquer variação no preço ou disponibilidade desse fator se transmite rapidamente ao longo da cadeia produtiva. Logo afirma-se que a energia representa um dos componentes principais dentro do cálculo do custo de produção no setor agrícola [6].

Diante do exposto é necessário explicitar que a agricultura familiar não escapa dessa realidade, ao contrário, a energia somada aos aspectos econômicos, políticos e sociais representa um dos desafios mais significativos para esta classe produtiva. Aclara-se que o desafio da energia se refere em termos de acessibilidade, qualidade e confiabilidade e variação do custo da energia.

Uma opção interessante e atraente para minimizar o desafio da questão energética na produção agrícola é a geração descentralizada de energia. Assim considerando as energias renováveis como ferramentas fundamentais dentro do processo de desenvolvimento sustentável, torna-se interessante analisar os potenciais benefícios que elas podem oferecer para o processo de produção de alimentos.

Entre as vantagens da implementação de sistemas energias renováveis dentro do setor da agricultura familiar a Secretaria Especial de Agricultura Familiar e do Desenvolvimento Agrário (SEAD) [6] cita: a inclusão produtiva, o aumento da renda do agricultor familiar; a redução de custos de produção e consumo de energia elétrica (evitando

o pagamento dos reajustes tarifários); a viabilidade da manutenção do homem no campo; a diminuição da pressão na rede de distribuição de energia por meio da produção local e a redução de gases de efeito estufa.

Dentre as diferentes formas de geração de energia a partir de fontes renováveis Lacchini [7] menciona que a tecnologia solar fotovoltaica vem se destacando mundialmente dada a sua variedade de aplicação e o desprezível impacto ambiental no momento de geração de eletricidade. Alguns dos benefícios da implementação de sistemas fotovoltaicos em regiões rurais Morales [8] aponta: redução dos custos de operação e das perdas no bombeamento para irrigação, maximização da produção, possibilidade de diversificação das culturas, mitigação de riscos de perda de safra, criação de emprego, diminuição do êxodo rural e minimização dos impactos ambientais.

Diante deste cenário este trabalho busca contribuir para que sistemas produtivos atinjam melhores níveis de eficiência e sustentabilidade, neste caso realizando um estudo de viabilidade técnico-econômica de um projeto de sistema de energia solar fotovoltaica para numa unidade de agricultura familiar dedicada a produção de alimentos de forma orgânica².

II. REVISÃO DA LITERATURA

A literatura disponível que relaciona a energia com a produção de alimentos é bastante abrangente e traz consigo discussões desde os mais variados pontos de vistas. Nesta seção são apresentados alguns trabalhos onde foram realizados estudos sobre as tecnologias de energias solar e seus potenciais benefícios para o desenvolvimento sustentável da agricultura:

Nunes, Pinho & Rosa [9] destacam a irrigação como uma parcela importante no consumo de energia dentro propriedade rural. No seu trabalho desenvolveram um sistema piloto de irrigação alimentado por dois módulos fotovoltaicos, acoplados diretamente a duas bombas hidráulicas, com a finalidade de abastecer a necessidade hidroenergética de uma horta com uma área de irrigação de aproximadamente 75 m². Ressalta-se desse estudo o grau de sustentabilidade e o importante benefício ambiental, uma vez que a água utilizada provém de um sistema de captação de água de chuva e energia elétrica é fornecida a partir de uma fonte renovável, minimizando a demanda desses recursos da rede pública, promovendo assim um aumento na eficiência energética do sistema. Da mesma forma Alvarenga, Ferreira & Fortes [10] apresenta o dimensionamento de um sistema fotovoltaico autônomo e automatizado para atender a demanda de energia destinada à irrigação de um cultivo de alface. A proposta se mostra bastante inovadora, já que o controle da irrigação é realizado por médio de uso de um tensiômetro que atua em função do conteúdo de água no solo onde se realiza o cultivo. Essa combinação evita o uso de um banco de baterias, diminuindo consideravelmente o custo do projeto, o projeto apresentou-se atrativa e viável economicamente.

Gráh [11] avalia no seu trabalho o ganho na geração de energia, através de dois sistemas fotovoltaicos: estático e móvel, com sistema de rastreamento manual de três passos, ambos acoplados a um conjunto de bombeamento de água para irrigação. Com os resultados verificou-se que segundo sistema proposto apresentou maior eficiência na captação e geração de energia o que incidiu notavelmente no tempo de bombeamento, no volume bombeado e na área de irrigação. Destacase ademais que o sistema desenvolvido mostrou viabilidade técnica e econômica, primeiramente devido ao aumento da área de irrigação com a mesma área dos módulos e segundo devido a que o sistema de rastreamento conseguiu reduzir o tempo de retorno em 2 anos e 5 meses. De forma análoga Sousa & Busson [12] realizaram um estudo comparativo entre tecnologias de energias renováveis para alimentação

¹ Agricultura familiar: atividade agrícola onde a gestão, a mão de obra e a propriedade vêm de indivíduos com vínculo sanguíneo ou legal, e o estabelecimento não tenha área maior do que quatro módulos fiscais. Lei nº 11.322, de 24 de julho de 2006.

² Sistema orgânico de produção agropecuária: toda pratica que adote técnicas específicas empregando, sempre que possível, métodos culturais, biológicos e mecânicos, em contraposição ao uso de materiais sintéticos, a eliminação do uso de organismos geneticamente modificados e radiações ionizantes, em qualquer fase do processo de produção, processamento, armazenamento, distribuição e comercialização, e a proteção do meio ambiente. Lei Nº 10831, 23 de dezembro de 2003.

de um sistema de irrigação de uma propriedade rural familiar dedicada ao cultivo de tomate e morango no Distrito Federal. O resultado do seu trabalho derivou em uma combinação da tecnologia de energia fotovoltaica com biogás, para suprir a demanda energética dos cultivos de morango e tomate, respectivamente. O sistema proposto foi capaz de atender até 40% da demanda energética do plantio de tomate e 100% para o plantio de morango, resultando.

Por sua parte Soares et al. [13] realizaram uma análise técnica e econômica de sistemas fotovoltaicos para implementação em localidades rurais isoladas da região Norte do Brasil. Estudaram e compararam as modalidades de geração individual e minicentraís geradoras a partir dos custos de implantação e manutenção de sistemas fotovoltaicos. Nas condições do caso em estudo, destaca-se que embora o sistema de microgeração e mini-rede de distribuição tenha um custo de implementação maior, o sistema microgeração apresentou maior vantagem econômica que o sistema individual a partir de um número de casas, maior a 7, considerando o consumo médio delas 30kWh/mês por unidade, isto principalmente devido a menores custo de manutenção anual e componentes como controladores e inversores individuais.

Dal Bem et. al [14] desenvolveram uma solução de baixo custo para bombeamento de água em uma propriedade com atividade pecuária no município de Alta Floresta – MT. O sistema desenvolvido bombeia diariamente em média 3500L de água a um reservatório a 400m. do local de captação, permitindo assim a manutenção de 150 bovinos. O sistema constituiu-se de uma bomba vibratória submersa acoplada diretamente a um sistema de geração fotovoltaica, junto com um capacitor e um inversor ressonante paralelo, o que permitiu atingir uma eficiência de conversão de energia de 86%.

No seu trabalho Barboza, Dacroce & Hofer [15] avaliaram a viabilidade econômica da implementação de um sistema de geração de energia solar em uma propriedade familiar rural produtora de peru e leite, no município de Manfrinópolis/PR. Constatou-se que o projeto era inviável tanto com aplicação de recursos próprios quanto com financiamento disponibilizado através do Programa Nacional de Fortalecimento da Agricultura Familiar (PRONAF) para o período estipulado pela pesquisa, relacionando essa ocorrência com o tamanho da propriedade e os benefícios da categoria de fornecimento de energia elétrica na qual a unidade produtora se enquadra.

Por sua parte Dall'Antonia [16] expõe no seu trabalho uma proposta de coletor solar alternativo plano de concreto de baixo custo, para aplicações em atividades agrícolas e agroindustriais. O sistema consiste em um absorvedor térmico de concreto com mangueira de polietileno no seu interior, capaz de aquecer um fluxo volumétrico de água de 340L/h. O ganho térmico do fluido de trabalho foi de até 9,45°C no verão e 7,79°C no inverno, atingindo temperatura na saída de até 52,7°C e 36°C, no verão e inverno, respectivamente. Em quanto o rendimento térmico ficou na faixa entre 63% e 74%. A faixa de temperatura de operação mostra-se compatível com as aplicações agropecuárias, o autor cita principalmente para atividades como piscicultura, ricultura, tratamento de pasteurização e até pré-aquecimento industrial. O projeto se mostrou bastante factível em termos de simplicidade, custos e temperatura.

Não só desde a ótica econômica, mas também dentro de um contexto mais social, Ribeiro [17] destaca que a geração distribuída, especificamente a geração fotovoltaica, constitui uma importante ferramenta de inclusão social, capaz de contribuir fortemente com o desenvolvimento local e à melhoria da qualidade de vida dos moradores de comunidades rurais. Visto que, como aponta Gráh [11], o Brasil ainda possui muitas famílias alocadas em regiões rurais onde ainda não se conta com o fornecimento de energia elétrica, fato que limita a adoção de tecnologias de agrícolas mais eficientes e produtivas, ao mesmo tempo em que estimula o crescimento do fenômeno do êxodo rural.

Depois de realizar a revisão do estado da arte é possível notar que são vários os autores que vem se esforçando para salientar as oportunidades e benefícios da aplicação das tecnologias de energias solar em sistemas de produção agrícola e pecuários, principalmente para empreendimentos rurais de pequeno e médio porte. Desta forma,

este trabalho pretende avaliar a viabilidade técnico-econômica e os potenciais benefícios da implementação de um sistema de energia solar fotovoltaica em uma propriedade rural familiar.

III. ESTUDO DE CASO

Orgânicos Tureta é uma propriedade rural familiar dedicada à olericultura orgânica: produção de legumes e hortaliças de forma orgânica. A mesma conta com uma superfície de cultivo de aproximadamente 20.000 m² onde são produzidas regularmente entorno de 40 tipos de culturas. A propriedade se encontra localizada na região sul da cidade de Foz do Iguaçu, geograficamente situa-se na latitude 25°32'35" S e longitude "54°31'31" W. Na Figura 1 observa-se uma vista aérea do local em estudo.



Fig. 1: Vista aérea da propriedade rural em estudo.

O terreno está dividido em frações de cultivo a céu aberto e em estufa. Possui um sistema de irrigação do tipo fixo, por aspersão e com uma combinação de tubulações rígidas e flexíveis. A irrigação se realiza mediante o bombeamento de água desde um reservatório natural não elevado. Respeito à frequência de irrigação das parcelas o produtor declarou que é realizado de maneira empírica e seguindo um regime estocástico devido a diversidade de culturas e do desenvolvimento diferenciado das mesmas no mesmo período de tempo.

O estabelecimento conta com um medidor de eletricidade que abrange o sistema de irrigação da horta, o barracão (onde se realiza as atividades de atendimento, manipulação e processamento dos produtos, escritório e cozinha) e duas residências pequenas de dois e três cômodos, respectivamente). Os circuitos do local são alimentados pela rede de distribuição da Companhia Paranaense de Energia (COPEL), na tensão de 127 V, trifásico, na frequência de 60 Hz. De acordo com a classificação da empresa distribuidora de energia a propriedade em estudo está inserida no subgrupo B2 (baixa tensão-rural) na categoria de tarifa convencional.

IV. METODOLOGIA

O presente trabalho consta de duas etapas principais, na primeira realiza-se a análise técnica do projeto, que consiste no dimensionamento do sistema fotovoltaico, determinação da configuração, orientação do conjunto, estimação do potencial de geração de energia e autoconsumo do sistema. Já na segunda fase procede-se a realizar a análise econômica, onde são determinados os parâmetros econômicos que definem a viabilidade da implementação do projeto.

A. Análise técnica do projeto.

O ponto de partida da análise técnica foi o dimensionamento do sistema fotovoltaico, como referência inicial adotou-se a metodologia proposta pelo Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio de Salvo Brito (CRESESB) no Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos. Posteriormente, como medida de comparação e

validação dos resultados obtidos no passo anterior, foi utilizado uma ferramenta computacional para análise de sistemas de energias renováveis, o *System Advisor Model* (SAM).

1) *Metodologia do CRESESB*: este método permite calcular a potência de um sistema fotovoltaico em função das seguintes variáveis: consumo de energia elétrica do local, condições meteorológicas da região e características tecnológicas dos dispositivos utilizados no sistema. A seguir são descritos os procedimentos executados nesta metodologia.

O projeto parte do levantamento do consumo de energia, assim foram solicitadas ao proprietário as contas mensais de energia elétrica. Os valores de consumo de energia no período de um ano são mostrados na Tabela 1. Considerando a irrigação como umas das atividades principais dentro do sistema produtivo e como um ponto importante na demanda de energia, mostra-se também na Tabela 1 os dados de precipitação mensal para o mesmo período de consumo analisado, dados que foram obtidos do Instituto de Aguas do Paraná [18].

TABELA 1
CONSUMO DE ENERGIA DA PROPRIEDADE RURAL E
PRECIPITAÇÃO NA REGIÃO

Mês	Dias	CM [kWh/mês]	CDM [kWh/dia]	PML [mm/mês]
Set	30	610,00	20,33	170,00
Out	31	457,00	14,74	392,00
Nov	30	613,00	20,43	265,00
Dez	31	624,00	20,13	154,00
Jan	31	1255,00	40,48	355,00
Fev	28	637,00	22,75	188,00
Mar	31	645,00	20,81	248,00
Abr	30	1022,00	34,07	50,00
Mai	31	626,00	20,19	62,00
Jun	30	625,00	20,83	66,00
Jul	31	1966,00	63,42	19,00
Ago	31	786,00	25,35	84,00
Valores médios		822,17	26,96	171,08

CM - Consumo mensal. CDM - Consumo diário médio. PML - Precipitação mensal local.

Note-se que o maior consumo de energia se dá no mês de julho onde também se registrou o menor nível de precipitação do ano, analogamente no mês de agosto ocorre o menor consumo de energia quando se registra o maior valor para precipitação, a partir disso pode ser inferido que existe uma dependência entre nível de consumo de energia da propriedade e o uso das bombas para irrigação. Sobre isso, pareceria que no mês de janeiro ocorre uma exceção uma vez que quando ocorre um dos níveis de precipitação mais elevados do ano ocorre também um pico importante no consumo, sem embargo essa exceção se justifica ressaltando que dentro da propriedade rural, além do barracão, encontram-se duas residenciais, pelo deve ser entendido que o local possui uma curva de carga mista resultante da combinação de uma curva de carga residencial com a curva de carga do sistema produtivo.

Seguindo com a metodologia, para o dimensionamento de sistemas fotovoltaicos conectados à rede é utilizado como critério o consumo diário médio anual [19]. A partir da Tabela 1, fazendo a média dos valores de consumo diário médio mensal (*CDM*) obtém-se o consumo diário médio anual da propriedade (*E*) de 26,96 kWh.

A continuação procede-se a análise do recurso solar disponível. Ingressando as coordenadas geográficas do local de estudo dentro da base de dados solarimétricos do SunData [20], é possível conhecer os valores de irradiação solar para a região de interesse. Na Tabela 2 são mostrados os valores de irradiação solar diária média anual em condições padrões de inclinação para a cidade de Foz do Iguaçu.

Conforme [19] para um melhor aproveitamento do potencial de geração de energia para sistemas conectados à rede é adotado o ângulo

de inclinação com maior média anual de irradiação. Assim o valor do ângulo de inclinação dos módulos, neste caso, será de 20° que corresponde a uma irradiação diária média anual de 4,99 kWh/m².dia.

TABELA 2
VALORES DE IRRADIAÇÃO DIÁRIA MÉDIA ANUAL

Referência	PH	PL	MMA	MMM
Ângulo de inclinação [°]	0°	26 N	20 N	46 N
Irradiação solar diária média anual [kWh/m ² .dia]	4,78	4,97	4,99	4,63

PH - Plano horizontal. PL - Plano latitudinal. MMA - Maior média anual. MMM - Maior mínimo mensal.

Uma vez definindo o ângulo de inclinação do sistema determina-se as Horas de Sol Pleno (*HSP*), parâmetro definido como sendo a quantidade média de horas por dia que o sistema estará recebendo a energia equivalente a 1 sol (1kW/m²) de irradiação. A *HSP* média mensal (*HSPMM*) é obtido a partir dos valores diários médios mensais de irradiação dividido pelo equivalente a 1 sol. Os dados mensais de irradiação, obtidos a partir do SUNDATA, e *HSP* são mostrados na Tabela 3.

TABELA 3
VALORES MENSIS DE IRRADIAÇÃO E HSP

Mês	IDMM [kWh/m ² .dia]	HSPMM [h/dia]
Set	4,59	4,59
Out	5,27	5,27
Nov	5,80	5,80
Dez	6,06	6,06
Jan	5,96	5,96
Fev	5,76	5,76
Mar	5,60	5,60
Abr	4,77	4,77
Mai	4,00	4,00
Jun	3,55	3,55
Jul	3,78	3,78
Ago	4,69	4,69
Valores médios	4,99	4,99

IDMM - Irradiação diária média mensal. HSPMM - Horas de sol pleno diário média mensal.

Para o cálculo dos sistemas conectados à rede é utilizado geralmente o valor diário médio anual de horas de pleno sol (*HSP_{MA}*), neste caso 4,99 HSP, obtido fazendo a média de horas de sol pleno diário média mensal (*HSPMM*) da Tabela 3.

A partir desses dados determina-se a potência de pico do sistema (*P_p*) de acordo com a equação 1.

$$P_p = \frac{(E/TD)}{HSP_{MA}} \quad (1)$$

Segundo [19] a taxa de desempenho (*TD*) de um sistema fotovoltaico se encontra comumente entre 70 e 80 %, pelo que se adota um valor médio, *TD* igual a 0,75. Das Tabelas 1 e 3 os parâmetros *E* e *HSP_{MA}* assumem os valores de 26,96 kWh/dia e 4,99h/dia, respectivamente. Assim, inicialmente, a potência do sistema fotovoltaico deverá ser aproximadamente 7,204 kW_p. Segundo a Resolução Normativa 687/2015³ da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) o sistema proposto se encaixa na categoria de microgeração distribuída.

Determinado a potência do sistema se procede a seleção do módulo fotovoltaico, para o estudo de caso foi escolhido o módulo silício policristalino da marca Canadian Solar, modelo CS6X-325P-FG, devido à tradição da marca no mercado brasileiro. As principais

³ Resolução Normativa N° 687, de 24 de Novembro de 2015. Altera a Resolução Normativa n° 482, de 17 de abril de 2012, e dos Procedimentos de Distribuição.

características do módulo mostram-se na Tabela 4. Mais informações sobre as características do módulo são mostrados no Anexo I.

TABELA 4

CARACTERÍSTICAS PRINCIPAIS DO MÓDULO SELECIONADO

Parâmetro	Valor
Potência máxima - STC ⁴	325 W _p
Número de células	72
Tensão de operação (PMP)	37 V
Corrente de operação (PMP)	8,78 A
Tensão de circuito aberto	45,5 V
Corrente de curto circuito	9,34 A
Temperatura de operação-NOCT ⁵	43 °C
Eficiência	16,65 %
Área	1,95 m ²

Uma vez selecionado o módulo a ser utilizado e conhecido a potência do sistema, é possível determinar a número de módulos (N_{mod}) que integraram o conjunto gerador mediante a equação 2.

$$N_{mod} = \frac{P_p}{P_{mod}} \quad (2)$$

Assim, sendo P_p igual a 7,204 kW_p e a potência de cada módulo (P_{mod}) 0,325 kW_p, sabe-se que o sistema deverá estar composto por 22 módulos fotovoltaicos. Sendo assim a potência instalada do sistema será de 7,150 kW_p.

Os sistemas fotovoltaicos produzem corrente continua pelo que, para projetos conectados à rede, é necessário adicionar ao sistema o inversor, que faz a conversão de corrente continua a alternada. A seleção do inversor depende da potência do gerador fotovoltaico, das características elétricas e da topologia de instalação dos módulos, assim como das exigências da concessionária responsável pela distribuição. Para escolha do inversor parte-se do fator de dimensionamento do inversor (FDI), parâmetro expressa a relação entre a potência nominal CA do inversor e a potência de pico do sistema fotovoltaico, conforme a equação 3.

$$FDI = \frac{P_{Nca}}{P_p} \quad (3)$$

Segundo a literatura o FDI tem valores na faixa de 0,75 no limite inferior a 1,05 no limite superior [19]. Assim, uma vez conhecidos a faixa de valores do FDI e a potência de pico do sistema fotovoltaico sabe-se então, pela equação 3, que a potência nominal CA do inversor (P_{Nca}) deve estar da faixa de:

$$5,403 \text{ kW} \geq P_{Nca} \geq 7,564 \text{ kW}$$

Conhecido isso e consultando a tabela de modelos de inversores com certificados da INMETRO e já cadastrados na COPEL realiza-se a seleção do inversor a ser utilizado no sistema, para isso foram analisadas cinco possibilidades de aquisição do inversor, em função do nível de potência e a marca. Finalmente após realizar uma comparação entre as possibilidades e efetuados os cálculos correspondentes, mostrados em detalhe na Tabela 15 no Apêndice I, optou-se como solução para o estudo de caso a utilização de três inversores monofásicos da marca Solar Energy, modelo SE-TL2K, 2,3 kW de potência CC e 2 kW de potência CA cada. O que resultaria em uma P_{Nca} de 6 kW e um FDI médio igual a 0,839 de acordo com a Equação 3.

As principais características técnicas do inversor, retirados do catalogo do fabricante (Anexo II), são mostrados na Tabela 5.

TABELA 5

CARACTERÍSTICAS PRINCIPAIS DO INVERSOR.

Parâmetro	Valor
Eficiência máx.	97,4 %
Faixa de temp. Operação	-25 a 60 °C
Número de fases	monofásico
Entrada (CC)	

⁴ STC – Standart Test Conditions: irradiância de 1000 W/m², espectro solar AM 1,5 e temperatura de módulo 25° [19].

Potência nominal	2300 W
Tensão máxima	480 V

TABELA 5 - continuação

Faixa de tensão - PMP	100-425 V
Tensão nominal	360 V
Corrente máxima	12 A
Saída (CA)	
Potência nominal	2000 W
Faixa de tensão	176-242 W
Tensão nominal	220 V
Corrente nominal	8,7 A
Corrente máxima	11 A
Frequência	60 Hz

A partir das características técnicas do inversor selecionado, se determina o arranjo dos módulos fotovoltaicos, isto é, a disposição em que os módulos serão conectados em serie e paralelo. Antes, ressalta-se que o processo de seleção do inversor e arranjo do sistema é realizado de maneira simultânea, de modo a garantir a compatibilidade das características elétricas entre dos componentes do sistema.

A tensão de potência máxima do módulo e a faixa de tensão CC admissível na entrada do inversor definem a quantidade de módulos que podem ser associados em série ($N_{mod,serie}$), relação que mostrada mediante a equação 4.

$$\frac{V_{min,i}}{V_{pm,Tmax}} \leq N_{mod,serie} \leq \frac{V_{max,i}}{V_{pm,Tmin}} \quad (4)$$

A partir dos valores da faixa de potência do inversor no ponto de máxima potência, na Tabela 5, temos que a tensão mínima e máxima na entrada do inversor ($V_{min,i}$ e $V_{max,i}$) assumem valores de 100 V e 425 V, respectivamente. Por outra parte, é conhecido que a tensão de operação dos módulos fotovoltaicos depende da temperatura, assim mediante as equações 5, 6 e 7 é possível determinar os valores de $V_{pm,Tmin}$ e $V_{pm,Tmax}$.

$$V(T) = V_{STC} [1 + \beta(T_{op} - 25)] \quad (5)$$

$$T_{op} = T_{amb} + k_t G \quad (6)$$

$$k_t = \frac{NOCT - 20}{800} \quad (7)$$

Do catalogo do fabricante do modulo sabe-se que NOCT, tensão de circuito aberto do modulo (V_{STC}) e o coeficiente de variação de tensão do modulo em relação a temperatura (β) são 43°C, 45,5 V e -0,31%/°C respectivamente. A partir da base de dados da plataforma Climate One Building [21] define-se que a menor temperatura ambiente (T_{amb}) em Foz do Iguaçu é de -4°C e a maior é de 45 °C, em quanto a irradiância media (G) para essas temperaturas são 429 W/m² e 489 W/m², na devida ordem. Assim obtemos os seguintes resultados: Menor e maior temperatura de operação previstas para os módulos

$$T_{op,min} = 8,33 \text{ °C} \quad T_{op,max} = 59,06 \text{ °C}$$

Tensão no ponto de máxima potência para os casos de menor temperatura

$$V(T_{op,min}) = V_{pm,Tmin} = 47,85 \text{ V}$$

Tensão no ponto de máxima potência para os casos de maior temperatura

$$V(T_{op,max}) = V_{pm,Tmax} = 40,70 \text{ V}$$

Logo, a partir desses valores obtidos e conforme a eq. 4, tem-se que $N_{mod,serie}$ tem limite inferior de 2,46 e limite superior 8,87. Considerando o número de módulos que compõem o sistema adota-se uma configuração de duas fileiras series com 7 módulos cada e uma com 8 módulos.

Por outra parte, os parâmetros que definem a quantidade de módulos que devem ser associados paralelo ($N_{mod,paralelo}$) são a

⁵ NOCT – Nominal Operating Cell Temperature: entre 40° e 50° [19].

corrente máxima de entrada do inversor ($I_{max,i}$) e a corrente de curto circuito do modulo ($I_{sc,mod}$), como é expresso na equação 8.

$$N_{mod,paralelo} = \frac{I_{max,i}}{I_{sc,mod}} \quad (8)$$

Novamente, consultando os catálogos do fabricante do inversor e do modulo, conhecemos que a corrente máxima admissível na entrada do inversor é 12 A e a corrente de curto-circuito do modulo é de 9,34. Por tanto da eq.8 temos que o número de fileira em paralelo é 1,28, como máximo.

Assim finalmente é verificado a compatibilidade entre a configuração do sistema e as características elétricas dos principais componentes, e determinado que o arranjo final que será de dois inversores conectados a fileiras de 7x1 módulos e um inversor com fileira de 8x1 módulo, na configuração módulos serie x paralelo, como ilustrado na Figura 2.

Ressalta-se que dessa configuração a vantagem da segurança operativa e a possibilidade adicionar futuramente mais dois módulos no sistema, devido a disponibilidade nas fileiras 7x1, para compensar o desgaste ou queda no desempenho do sistema ao longo da vida útil.

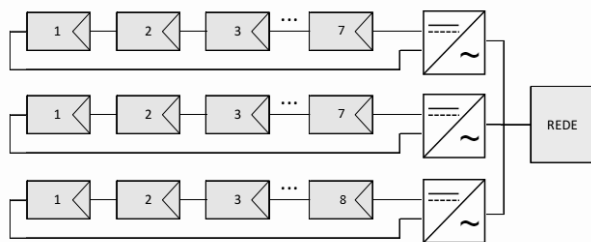


Fig. 2: Arranjo do sistema fotovoltaico proposto.

2) *Metodologia via software SAM*: neste passo é utilizado como ferramenta de apoio um software gratuito desenvolvido pela NREL para análises, dimensionamento e otimização de sistemas de energias renováveis.

Para análise técnica a interface do software requer a interação com os parâmetros mostrados na Figura 3, ver [22].

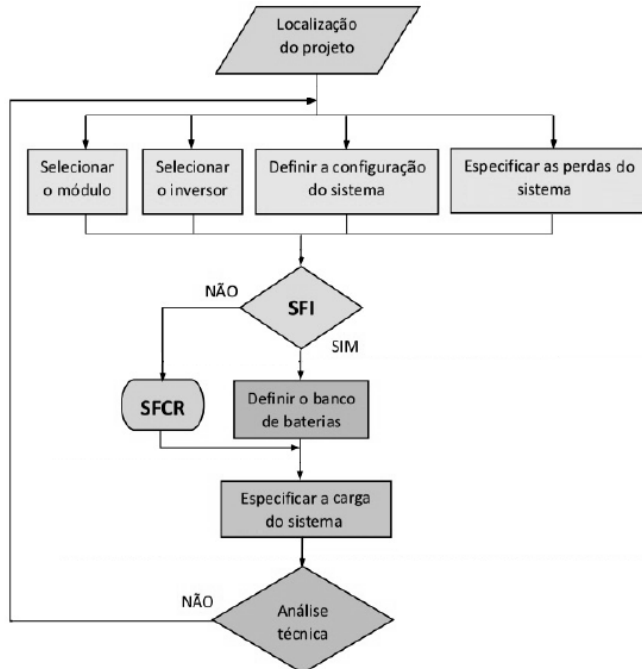


Fig. 3: Parâmetros de entrada do software SAM

Ingressando os dados solicitados é possível simular sistemas e avaliar o desempenho dos mesmos. Para a simulação do estudo de caso foram realizadas as seguintes ações e adotadas algumas considerações:

- A base de dados primitivos do software, não possui informação meteorologica da cidade de Foz do Iguaçu. Ante isso, os dados são importados do repositório de dados climatológicos do portal

Climate One Building [21], que proporciona informações de radiação solar, refletancia, temperatura, velocidade do vento, entre outros. Esses dados são fornecidos ao SAM mediante a extensão .tmy.

- Visando a comparação e validação dos resultados obtidos da metodologia do CRESEB, utiliza-se os mesmos componentes do sistema anterior. O modulo fotovoltaico Canadian Solar Inc. CS6X-325P-FG encontra-se na base de dados do software, já no caso do inversor Solar Energy SE-TL2K, os dados são providos a partir do catalogo do fabricante, conforme anexo II.
- Assume-se que não existe influencia de fatores de sombreamento encima dos módulos fotovoltaicos.
- Estudo realizado em base ao caso de Sistema Fotovoltaico Conectado a Rede (SFCR), saltando o passo de dimensionamento do banco de baterias do Sistema Fotovoltaico Isolado (SFI).
- Não há variação da carga e no consumo durante o periodo de analise.
- A vida util do sistema é suposto em 25 anos.
- Ocorre redução da eficiencia das celulas solares de 0,75% ao ano, encima do valor original [19].
- As perdas do sistema são estimadas conforme mostrado na Tabela 6 [23], [24], [25].

TABELA 6
VALORES TÍPICOS DE PERDAS EM SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

Perdas	Faixa de valores (%)	Valor considerado (%)
Desvio do rendimento do modulo	-5 a 10	1,7
Temperatura de operação do modulo	-3 a 6	1,5
Perdas nos condutores no lado CC	1 a 3	1,5
Perda nos condutores no lado CA	0,70 a 2	1,3
Perda no inversor	1 a 15	2,6
Perda no sistema seguidor do PMP	1,50 a 3	2,25
Sombreamento	0 a 100	0
Diodos e conexões	0,30 a 1	0,65
Sistema solar-tracking	0 a 2	0
Sujeira nos módulos	2 a 25	8,5
Valor estimado de perdas (%)		20

Ingressando os dados assumidos como parâmetros de entrada no software, é possível realizar a simulação do sistema, uma vez que é verificado a não existência de erros ou inconsistência informadas antes. Dentre os resultados vários que se obtém do programa, destacasse o balanço energético do sistema, mostrado na Tabela 7, e a geração de energia do mesmo.

TABELA 7
BALANÇO ENERGÉTICO DO SISTEMA FOTOVOLTAICO

Parâmetros	Energia [kWh/a.a]	Perdas [%]
Irradiância global nominal	8.6002,00	-
Conversão de energia		-83,35
Sujeira/Poluição atm.		-5,00
Reflexão		-3,00
Energia DC bruta	13.191,00	-
Desvio em relação operação nominal		-5,40
Conexões entre módulos		-2,00
Diodos (lado DC)		-0,50
Cabos (lado DC)		-2,00
Disponibilidade e sujeira nos módulos		-8,12
Energia DC neta	10.698,00	-
Consumo noturno inversor		-0,025
Eficiência inversor		-2,60
Energia AC bruta	10.418,00	-
Cabos (lado AC)		-1,00

Energia AC neta	10.282,00	-
-----------------	-----------	---

A energia AC neta corresponde a parcela de energia útil gerada pelo sistema no primeiro ano de funcionamento. Mais detalhes da geração de energia obtido do software SAM são mostrados no seguinte inciso.

3) *Geração e consumo de energia*: feito o dimensionamento do sistema se realiza a análise da geração de energia em contraposição à energia consumida no período de um ano. Para os resultados obtidos da metodologia do CRESESB a energia gerada (E_{ger}) foi estimada pelo método da insolação [26] a partir da equação 9.

$$E_{ger} = H_{d,med,m} N_{mod} A_{mod} \eta_{mod} (1 - f_p) \quad (9)$$

Os valores de irradiação media ($H_{d,med,m}$) e o fator de perdas (f_p) são obtidos a partir das Tabelas 3 e 6, respectivamente. Os valores de área (A_{mod}) e eficiência (η_{mod}) são tomados do catálogo do fabricante como sendo 1,95 m² e 16,65%; já N_{mod} é 22 conforme a equação 2. Repare-se que dá equação 9 são obtidos valores de geração de energia por dia, para obter valores mensais

deve-se multiplicar a energia gerada diárias vezes a quantidade de dias correspondente a cada mês, de acordo com a Tabela. 1.

Por outra parte a energia gerada estimada pelo software SAM é obtida imediatamente da simulação, após o ingresso dos dados solicitados, conforme mostrado na Figura. 3.

Na Figura 4 pode-se observar e comparar as estimativas da energia gerada mensalmente no primeiro ano de implantação do projeto para as duas metodologias empregadas, em contraposição com a demanda de energia da propriedade. Sobre os valores de energia total gerada no primeiro ano se tem 10339,49 kWh e 10282 kWh para os casos do CRESESB e SAM, respectivamente. Mediante análise estadística dos dados de geração de energia conseguiu-se determinar um coeficiente de correlação entre as duas metodologias de 95,25%.

Respeito a geração de energia ao longo da vida útil do sistema, realiza-se uma estimativa considerando o período de validade do projeto é considerado 25 anos e uma perda de eficiência dos módulos estimada em -0,75%/a.a, sobre o valor original. A projeção da geração de energia do sistema longo prazo mostra-se na Figura 5, onde pode ser observado o decaimento no nível de geração respeito ao nível de consumo da propriedade ao longo dos anos, está última suposta como sendo constante.

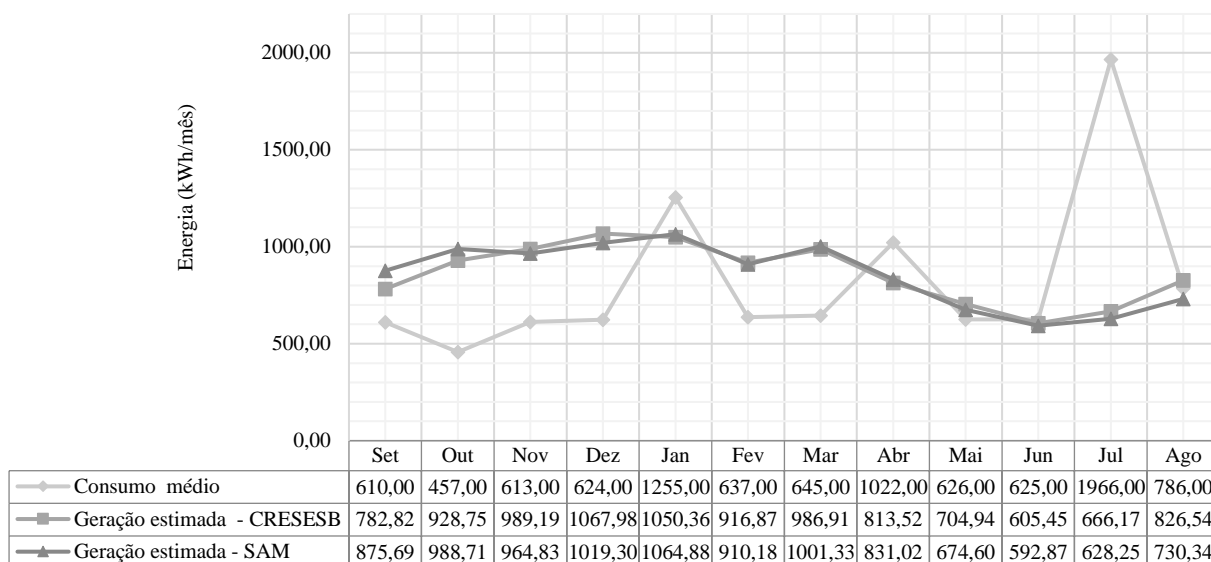


Fig. 4 Consumo e geração estimada de energia no primeiro ano do projeto

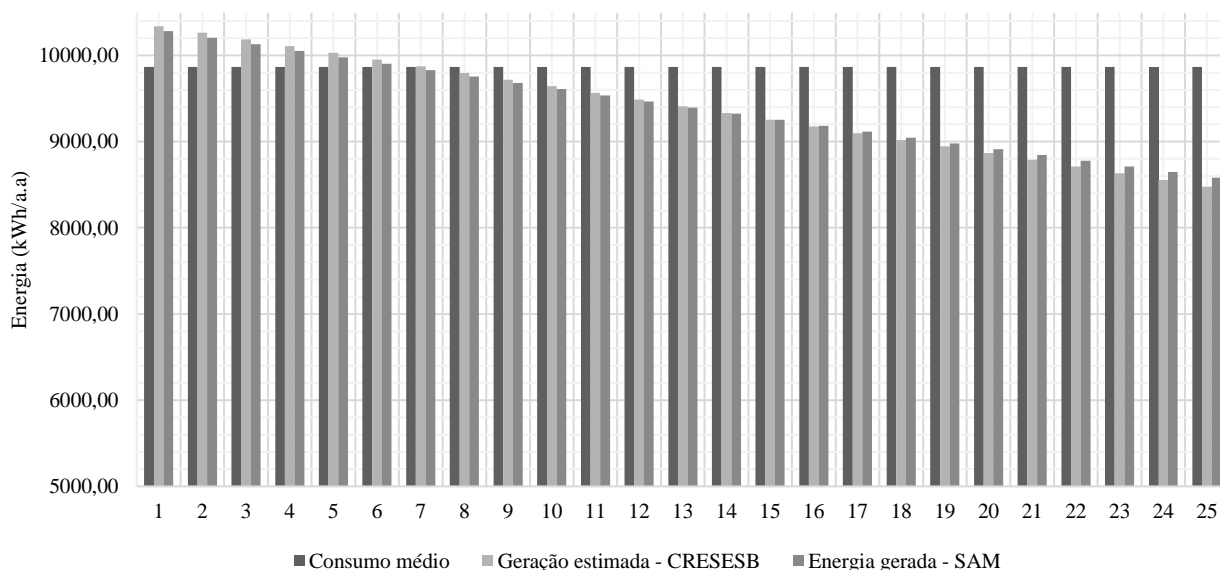


Fig. 5 Consumo e geração de energia anual estimada ao longo da vida útil do projeto.

Um resultado que se destaca dessa análise é a variação do nível de produção e abastecimento de energia pelo sistema, para o caso do CRESESB no primeiro ano do projeto tem-se que a geração supera a demanda em 4,38%, já no ano 25, com o decaimento da eficiência dos módulos, o sistema consegue abastecer até um 85,93% dessa demanda. Em quanto a metodologia do SAM prevê um excedente na geração de 4,04% no primeiro ano e um abastecimento de até 86,99% da demanda no ano 25. Na Tabela 16 do apêndice II são detalhados os valores da geração estimada ao longo dos anos, onde pode ser constatado uma divergência mínima entre os resultados de ambas metodologias para geração anual de energia, entorno de 0,56% para o primeiro ano do projeto e 1,21% para o último ano.

Além da geração de energia, um parâmetro importante de ser estudado em sistemas fotovoltaicos, devido a seu impacto na viabilidade econômica do projeto, é o “Autoconsumo” que representa a parcela da energia gerada pelo sistema fotovoltaico que é consumida diretamente pela carga [27].

A Figura 6 apresenta a curva estimada de geração diária do sistema e a curva de carga para o caso em estudo, ambas obtidas em base aos dados resultantes da simulação do SAM os quais foram exportados do programa e processados numa planilha, conforme a Tabela 17 do Apêndice II.

De acordo com [27], [28] & [22] o autoconsumo pode-se ser determinado graficamente a partir dessas curvas fazendo a divisão da área II pela área de I + II, onde a área II seria a região resultante da superposição da curva de geração e carga, e a área I a porção da curva de geração acima da curva de carga. Estas áreas são estimadas via integração, pelo método de área entre duas curvas, com ajuda da plataforma Symbolab obtendo-se como resultado um valor médio para o autoconsumo de 59,35%, isto significa que dos 10339,49 kWh que são gerados pelo sistema no primeiro ano, 6136,49 kWh são utilizados para alimentar a carga de forma direta não sendo contabilizado pelo medidor, e o restante é injetada na rede da distribuidora gerando créditos para a unidade conforme a Resoluções Normativas 482 da ANEEL.

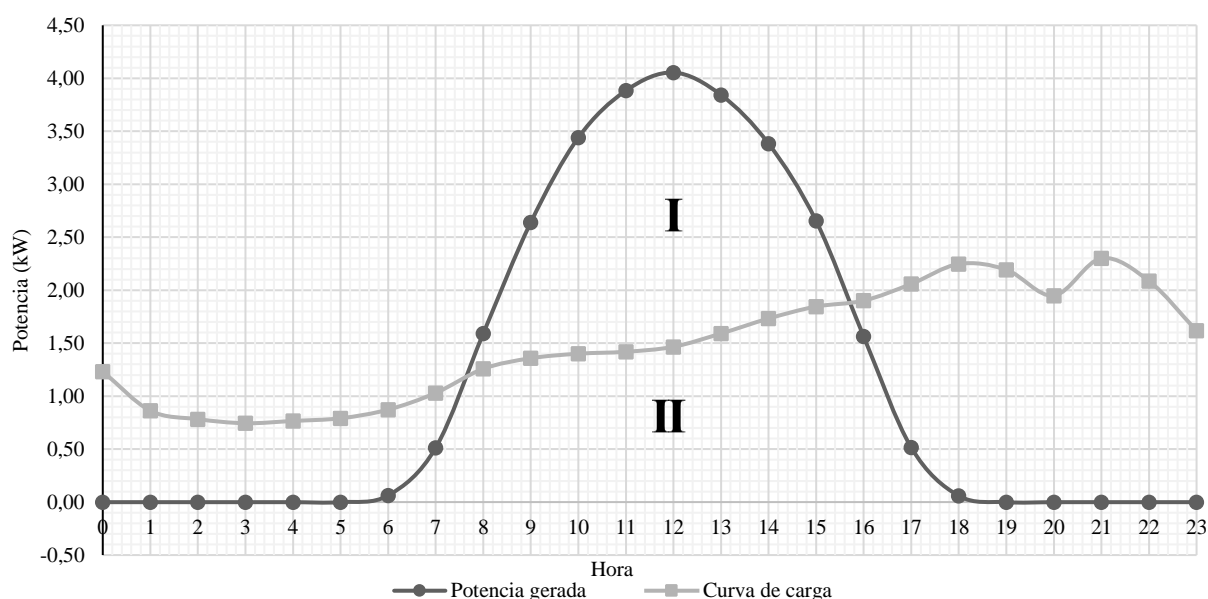


Fig. 6: Curva de carga e curva de geração fotovoltaica.

4) *Orientação e área requerida pelo sistema:* para projetos localizados no hemisfério sul, a literatura sugere que a faces dos módulos estejam voltadas para o norte geográfico, para um melhor aproveitamento da energia solar ao longo do dia [26]. Torna-se importante destacar nesse ponto que o norte geográfico difere do norte magnético, para encontrar o primeiro é necessário somar um ângulo de correção ao ângulo encontrado na leitura da bússola, a qual aponta para o norte magnético [29]. O fator de correção varia em função da localização geográfica [30]. Para o estado de Paraná, conforme mostra a Figura 7 deve ser somado 16° ao ângulo indicado pela bússola para que as faces dos módulos apontem para o norte geográfico.

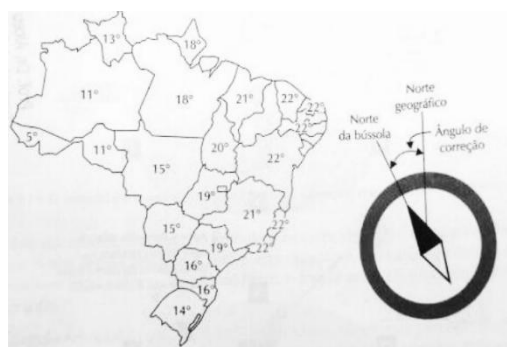


Fig. 7: Mapa de ângulos de correção para norte geográfico - Brasil.

Seguidamente realiza-se o cálculo da área necessária para instalação do sistema, de modo a verificar esta seja compatível com área disponibilidade no local de interesse. Para isso são utilizadas as equações apresentadas por [26] que permitem estimar a área neta (A_{net}), área requerida (A_{req}), altura (h) e distância mínima entre os módulos (d_{min}).

$$A_{net} = N_{mod} A_{mod} \quad (10)$$

$$A_{req} = \cos(\theta) A_{net} \quad (11)$$

$$h = L \sin(\theta) \quad (12)$$

$$d_{min} = 3,5 h \quad (13)$$

Para o sistema composto de 22 módulos (N_{mod}), cada um com 1,97 m de comprimento (L), 1,95 m² de área (A_{mod}) e considerando um ângulo de inclinação (θ) de 20° obtemos os seguintes resultados:

$$A_{net} = 42,90 \text{ m}^2 \quad A_{req} = 40,31 \text{ m}^2$$

$$h = 0,67 \text{ m} \quad d_{min} = 2,36 \text{ m}$$

Note se que a área real que ocupa o sistema deve levar em consideração também a distância mínima entre uma e outra fileira, considerando isto a área mínima necessária para instalação do sistema é de aproximadamente 101,5m². A superfície de telhado disponível no barracão é de 254 m² aproximadamente pelo que se constata que a área não será um fator limitante para o desenvolvimento técnico do projeto, além de não comprometer a área destinada para a atividade produtiva.

B. Análise econômica do projeto.

Ante uma oportunidade de implementação de um projeto resulta vantajoso realizar um estudo de viabilidade econômica de modo a verificar se o investimento terá um retorno financeiro atraente baseando-se nos indicadores de desempenho econômico. A questão de viabilidade econômica de um projeto de sistema de energia solar fotovoltaica conectado à rede está intimamente relacionado a três pontos principais: os programas e políticas de incentivos, o preço do kWp do projeto e a economia de energia estimada com a implantação do novo sistema.

Respeito aos programas e políticas de incentivo a sistemas de energia solar ressalta-se nessa análise a Resolução Normativa 482/2012 da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) e Convênio ICMS 42/2018 do Conselho Nacional de Política Fazendária (CONFAZ). O primeiro delinea as pautas da geração distribuída e o sistema de compensação de energia, permitindo a uma unidade consumidora conectada à rede de distribuição gerar sua própria energia e injetar na rede quando exista um excedente na geração, produzindo créditos de energia que posteriormente podem ser utilizados para abater com a conta de energia ao final do mês. Sem embargo, deve-se entender que, dentro desse sistema de compensação, não é possível zerar a conta mensal de energia com a concessionária, mesmo não havendo consumo da rede, isto devido a que nessa resolução se estabelece também que as concessionárias fornecedoras de energia tem direito a cobrar do usuário uma taxa mínima por cada unidade independente como ressarcimento pela disponibilização da sua rede. Essa cobrança é realizada a título de custo de disponibilidade e, no caso da COPEL, esse valor depende da tensão de fornecimento da unidade: monofásico (30 kWh), bifásico (50 kWh), trifásico (100 kWh).

Por outra parte o Convênio ICMS 42/2018 dispõe a adesão do estado de Paraná a um convênio anterior, o ICMS 16/2015, onde se autoriza a isenção do ICMS nas operações internas relativas à circulação de energia elétrica. A partir desse convênio, 42/2018, se estabelece para o estado de Paraná a isenção do ICMS sobre os créditos emitido pela energia injetada na rede da concessionária num período de até 48 meses após a implementação do projeto, depois desse período fica estipulado que o valor do crédito gerado terá descontado o valor do ICMS (entorno de 25%⁶ do valor equivalente por cada kWh para), isto significa que o valor da energia injetada na rede será menor que o valor da energia adquirida da concessionária.

Colocado isso se inicia o estudo de viabilidade econômica partindo da estimativa da evolução do preço da energia elétrica.

1) *Projeção da tarifa de energia:* segundo a categorização da empresa distribuidora de energia a propriedade em estudo encontra-se inserida na categoria de tarifa convencional no subgrupo B2 – Rural

na qual o custo de energia é de 0,35526 R\$/kWh (sem imposto) e 0,53827 R\$/kWh (incluindo impostos: PIS, COFINS, ICSM), valores vigentes em 24 de junho de 2018.

De acordo com a análise realizada por Jimenez [22] a tarifa de energia da categoria B2 sofreu uma variação média de 8,30 % ao ano durante o período de 2000-2017. Utilizando esse dado como a taxa de incremento anual do valor da energia é possível fazer uma estimativa da evolução do preço da energia elétrica para consumidores enquadrados nessa mesma categoria. Assim também, é possível determinar a tarifa de energia quando o sistema injeta a energia na rede da concessionária lembrando que, de acordo com o convênio ICMS 42/2018, nos primeiros 48 meses o valor da energia enviada para rede terá o valor que a energia adquirida da concessionária e depois desse período ocorrerá a incidência do ICMS sobre os créditos da energia gerada. A partir da equação 14 é possível determinar o preço da energia quando descontado o ICMS, que seria o valor equivalente da energia injetada na rede da concessionária após o mês 48 do projeto.

$$TA_{sem,ICMS} = TA_{com,imp} (1 - \%ICMS) \quad (14)$$

Com base no valor da tarifa de energia estabelecida pela concessionária ($TA_{sem,ICMS}$ e $TA_{com,imp}$) e adotando uma taxa de incremento anual do preço da energia equivalente à média histórica do reajuste tarifário (8,30% a.a), obtemos mediante a equação 14 a previsão do custo de energia durante a vida útil, exposto na Tabela 8.

TABELA 8
ESTIMATIVA DO PREÇO DA ENERGIA A 25 ANOS

Período (ano)	TSI (R\$/kWh)	TCI (R\$/kWh)	TSICMS (R\$/kWh)
1	0,35526	0,53827	0,40370
2	0,38475	0,58295	0,43721
3	0,41668	0,63133	0,47350
4	0,45127	0,68373	0,51280
5	0,48872	0,74048	0,55536
6	0,52928	0,80194	0,60146
7	0,57321	0,86850	0,65138
8	0,62079	0,94059	0,70544
9	0,67232	1,01866	0,76399
10	0,72812	1,10321	0,82740
11	0,78855	1,19477	0,89608
12	0,85400	1,29394	0,97045
13	0,92489	1,40133	1,05100
14	1,00165	1,51764	1,13823
15	1,08479	1,64361	1,23271
16	1,17482	1,78003	1,33502
17	1,27234	1,92777	1,44583
18	1,37794	2,08778	1,56583
19	1,49231	2,26106	1,69580
20	1,61617	2,44873	1,83655
21	1,75031	2,65197	1,98898
22	1,89559	2,87209	2,15407
23	2,05292	3,11047	2,33285
24	2,22331	3,36864	2,52648
25	2,40785	3,64824	2,73618

TSI – Valor da tarifa sem impostos. TCI - Valor da tarifa com impostos. TSICMS - Valor da tarifa sem o ICSM.

2) *Investimento inicial:* para o determinan o capital necesario para a implantação do sistema são consultadas algumas empresas fornecedoras especialistas da área dentro do território brasileiro, entre elas: NeoSolar, Portal Solar, Aldo, Bravo Energia, além de outras. Os valores estimados e a composição do investimento inicial são mostrados na Tabela 9 e Figura 8, respectivamente.

Conhecendo o valor total do investimento inicial é possível calcular o custo por potência instalada, dando um valor em torno de 7,18 R\$/Wp. valor aproximado da estimação realizada pela ABINEE [31] de 7,12 R\$/Wp para instalações residências

⁶ Alíquotas de ICMS sobre energia elétrica aplicadas pela Copel:

a) 25% sobre a Base de Cálculo para todas as unidades consumidoras da classe residencial, localizadas em áreas rurais ou classificadas como uma das

atividades da Seção A da tabela da Classificação Nacional de Atividades Econômicas (agricultura, pecuária, produção florestal e a fins.); b) 29% sobre a Base de Cálculo para os demais clientes no Estado do Paraná [36].

TABELA 9

Composição do valor do investimento inicial:			
Equipamentos/Serviços	CU (R\$)	Quantidade	ST (R\$)
Módulos Fotovoltaicos Canadian/CS6X-325P	869,00	22,00	19.118,00
Inversor Solar Energy / SE-TL2KA	5.800,00	3,00	17.400,00
Sistema de fixação e suporte	428,00	6,00	2.568,00
Cabos e dispositivos de proteção	3.273,60	1,00	3.273,60
Custo de projeto e conexão (por kW instalado)	1,25	7204,10	9.005,13
CT (R\$)			51.364,73

CU - Custo Unitário. ST - Subtotal. CT - Custo total.

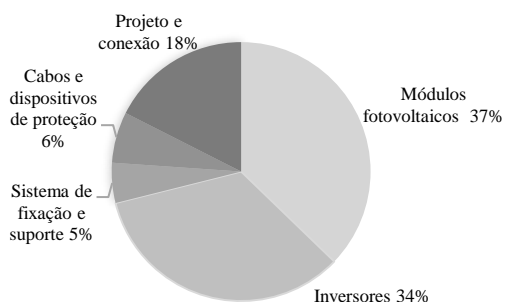


Fig. 8: Composição do investimento inicial do projeto.

3) *Receita gerada pela economia de energia:* a partir da análise do comportamento do preço da energia, da demanda de energia e da geração prevista é possível determinar a receita gerada devido a energia gerada durante o projeto, considerando

Para o cálculo da receita gerada deve ser considerado o custo de disponibilidade. Neste caso de estudo como o empreendimento se encaixa na categoria de microgeração e a tensão de fornecimento é trifásica o custo de disponibilidade corresponde ao valor monetário equivalente ao consumo de 100 kWh ao mês.

A Tabela 10 mostra uma estimativa da receita gerada ao longo da vida útil do projeto considerando o autoconsumo, a parcela injetada na rede, e o custo de disponibilidade baseados na variação da tarifa no tempo.

TABELA 10

RECEITA GERADA DA ECONOMIA DE ENERGIA EM 25 ANOS

Período (ano)	LENCR (R\$/a.a)	LEIR (R\$/a.a)	VCRE (R\$/a.a)	REGER (R\$/a.a)
1	3.303,09	2.262,35	-484,44	5.081,00
2	3.550,42	2.431,75	-524,65	5.457,51
3	3.816,04	2.613,68	-568,20	5.861,53
4	4.101,31	2.809,07	-615,36	6.295,02
5	4.407,64	2.264,16	-666,43	6.005,36
6	4.736,56	2.433,12	-721,75	6.447,94
7	5.089,72	2.614,54	-781,65	6.922,61
8	5.468,88	2.809,31	-846,53	7.431,66
9	5.875,92	3.018,40	-916,79	7.977,53
10	6.312,84	3.242,85	-992,88	8.562,81
11	6.781,82	3.483,75	-1.075,29	9.190,28
12	7.285,16	3.742,31	-1.164,54	9.862,93
13	7.825,34	4.019,80	-1.261,20	10.583,93
14	8.404,99	4.317,56	-1.365,88	11.356,67
15	9.026,96	4.637,06	-1.479,25	12.184,77
16	9.694,28	4.979,85	-1.602,03	13.072,10
17	10.410,18	5.347,60	-1.734,99	14.022,79
18	11.178,14	5.742,10	-1.879,00	15.041,23
19	12.001,86	6.165,23	-2.034,96	16.132,14
20	12.885,31	6.619,06	-2.203,86	17.300,51
21	13.832,74	7.105,74	-2.386,78	18.551,70
22	14.848,67	7.627,61	-2.584,88	19.891,41
23	15.937,96	8.187,17	-2.799,42	21.325,70

TABELA 10 - continuação

24	17.105,77	8.787,06	-3.031,78	22.861,06
25	18.357,64	9.430,14	-3.283,41	24.504,37

LENCR - lucro da energia não consumida da rede. LEIR - lucro da energia injetada na rede. VCRE - valor do custo de disponibilidade.

REGER - receita gerada.

Note a incidência do desconto do ICMS encima do lucro da energia injetada na rede e a receita gerada passado o quarto. ano de implantação do sistema.

4) *Construção do fluxo de caixa:* uma vez estimado o valor do investimento inicial e a receita gerada a partir da economia de energia é possível construir o fluxo de caixa do projeto, com o qual é possível determinar os parâmetros que definem a viabilidade do projeto. Para isso foram assumidas as seguintes considerações:

- Custos anuais de operação e manutenção entomo de 1% do valor do investimento inicial [19].
- No décimo e vigésimo ano, além desses custos, se tem o custo de substituição e instalação dos inversores [22].
- O estudo econômico será realizado em base a dois casos de investimentos possíveis: a) com capital próprio e, b) com recurso financiado.
- A taxa mínima de atratividade é suposta como sendo igual variação media da taxa SELIC nos últimos 10 anos, valor entomo de 10,10% ao ano, obtido a partir da Figura 9 [32].

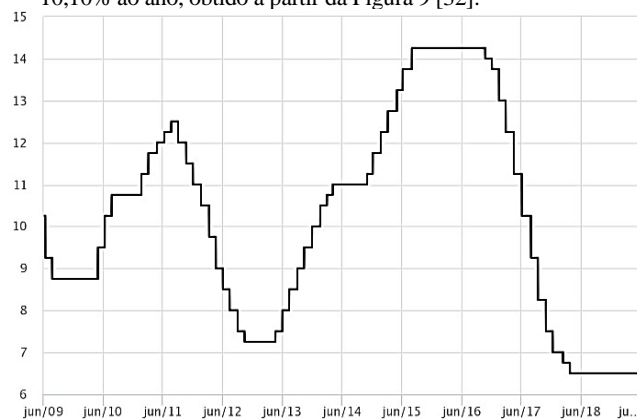


Fig. 9: Variação da taxa SELIC no tempo.

Caso I: o fluxo de caixa do projeto para o caso no qual o investimento inicial é coberto totalmente com recursos do proprietário do local mostra-se na Tabela 11.

Caso II: investimento com capital financiado. Neste caso, foi suposto que o recurso para realizar o investimento será obtido a partir do Programa Nacional de Fortalecimento da Agricultura Familiar do BNDES, especificamente da linha de financiamento PRONAF ECO. Esta linha oferece financiamento a agricultores e produtores rurais familiares, pessoas físicas, para investimento na utilização de tecnologias de energia renovável, e outros projetos similares, visando geração de renda, o melhoramento da capacidade produtiva e incentivo à adoção de práticas sustentáveis [31]. As características principais dessa linha de financiamento são o juro efetivo de 2,5% ao ano, financiamento total (até R\$ 165.000), prazo máximo de financiamento e carência de 10 e 3 anos, respectivamente [32].

Para a construção do fluxo de caixa para este caso primeiramente deve ser determinado as prestações que deverão ser pagas anualmente à agência financiadora, para isso realiza-se o cálculo das parcelas anuais a serem pagas a partir do método SAC, considerando as características da linha de financiamento. Na Tabela 12 é exposto a estratégia de prestação do método.

Uma vez determinada os valores de prestação a serem pagas anualmente constrói-se o fluxo de caixa para caso II, conforme mostra a Tabela 13.

TABELA 11
FLUXO DE CAIXA DO PROJETO PARA CAPITAL PROPRIO

Período (ano)	INV (R\$)	REC (R\$/a.a)	DPS (R\$/a.a)	FCS (R\$/a.a)	FCD (R\$/a.a)	FCDA (R\$/a.a)
0	-51.364,73	0,00	-51.364,73	-51.364,73	-51.364,73	-51.364,73
1	0,00	5.081,00	-513,65	4.567,35	4.148,36	-47.216,36
2	0,00	5.457,51	-513,65	4.943,87	4.078,42	-43.137,94
3	0,00	5.861,53	-513,65	5.347,88	4.007,01	-39.130,93
4	0,00	6.295,02	-513,65	5.781,37	3.934,43	-35.196,51
TABELA 11 - continuação						
5	0,00	6.005,36	-513,65	5.491,71	3.394,46	-31.802,04
6	0,00	6.447,94	-513,65	5.934,29	3.331,54	-28.470,50
7	0,00	6.922,61	-513,65	6.408,97	3.267,96	-25.202,54
8	0,00	7.431,66	-513,65	6.918,02	3.203,93	-21.998,61
9	0,00	7.977,53	-513,65	7.463,88	3.139,63	-18.858,98
10	0,00	8.562,81	-20.164,93	-11.602,12	-4.432,66	-23.291,64
11	0,00	9.190,28	-513,65	8.676,64	3.010,86	-20.280,78
12	0,00	9.862,93	-513,65	9.349,29	2.946,66	-17.334,12
13	0,00	10.583,93	-513,65	10.070,29	2.882,75	-14.451,37
14	0,00	11.356,67	-513,65	10.843,02	2.819,21	-11.632,15
15	0,00	12.184,77	-513,65	11.671,13	2.756,15	-8.876,00
16	0,00	13.072,10	-513,65	12.558,45	2.693,64	-6.182,37
17	0,00	14.022,79	-513,65	13.509,14	2.631,74	-3.550,62
18	0,00	15.041,23	-513,65	14.527,59	2.570,52	-980,10
19	0,00	16.132,14	-513,65	15.618,49	2.510,04	1.529,94
20	0,00	17.300,51	-20.164,93	-2.864,42	-418,11	11.11,83
21	0,00	18.551,70	-513,65	18.038,06	2.391,42	3.503,25
22	0,00	19.891,41	-513,65	19.377,76	2.333,36	5.836,61
23	0,00	21.325,70	-513,65	20.812,06	2.276,18	8.112,79
24	0,00	22.861,06	-513,65	22.347,41	2.219,89	10.332,68
25	0,00	24.504,37	-513,65	23.990,72	2.164,51	12.497,20

INV – Investimento. REC – Receita. DPS – Despesas. FCS – Fluxo de caixa simples. FCD – Fluxo de Caixa descontado. FCDA – Fluxo de caixa descontado acumulado.

TABELA 12
PRESTAÇÃO DO FINANCIAMENTO PRONAF-ECO

Período (ano)	Prestação (R\$/a.a)	Amortização (R\$/a.a)	Juros (R\$/a.a)	Saldo (R\$/a.a)
0	-	-	-	51364,73
1	6.420,59	5.136,47	1.284,12	46.228,25
2	6.292,18	5.136,47	1.155,71	41.091,78
3	6.163,77	5.136,47	1.027,29	35.955,31
4	6.035,36	5.136,47	898,88	30.818,84
5	5.906,94	5.136,47	770,47	25.682,36
6	5.778,53	5.136,47	642,06	20.545,89
7	5.650,12	5.136,47	513,65	15.409,42
8	5.521,71	5.136,47	385,24	10.272,95
9	5.393,30	5.136,47	256,82	5.136,47
10	5.264,88	5.136,47	128,41	0,00

TABELA 13
FLUXO DE CAIXA DO PROJETO A 20 ANOS PARA CAPITAL FINANCIADO

Período (ano)	INV (R\$)	REC (R\$/a.a)	DPS (R\$/a.a)	FCS (R\$/a.a)	FCD (R\$/a.a)	FCDA (R\$/a.a)
0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
1	-6.420,59	5.081,00	-513,65	-1.853,24	-1.808,04	-1.808,04
2	-6.292,18	5.457,51	-513,65	-1.348,31	-1.283,34	-3.091,38
3	-6.163,77	5.861,53	-513,65	-815,88	-757,63	-3.849,01
4	-6.035,36	6.295,02	-513,65	-253,99	-230,10	-4.079,11
5	-5.906,94	6.005,36	-513,65	-415,23	-367,00	-4.446,12
6	-5.778,53	6.447,94	-513,65	155,76	134,31	-4.311,80
7	-5.650,12	6.922,61	-513,65	758,85	638,39	-3.673,41
8	-5.521,71	7.431,66	-513,65	1.396,31	1.146,01	-2.527,40
9	-5.393,30	7.977,53	-513,65	2.070,58	1.657,97	-869,42
10	-5.264,88	8.562,81	-20.164,93	-16.867,01	-13.176,48	-14.045,90
11	0,00	9.190,28	-513,65	8.676,64	6.612,85	-7.433,05
12	0,00	9.862,93	-513,65	9.349,29	6.951,72	-481,33
13	0,00	10.583,93	-513,65	10.070,29	7.305,19	6.823,86
14	0,00	11.356,67	-513,65	10.843,02	7.673,90	14.497,76
15	0,00	12.184,77	-513,65	11.671,13	8.058,51	22.556,27
16	0,00	13.072,10	-513,65	12.558,45	8.459,69	31.015,96
17	0,00	14.022,79	-513,65	13.509,14	8.878,14	39.894,10
18	0,00	15.041,23	-513,65	14.527,59	9.314,59	49.208,69
19	0,00	16.132,14	-513,65	15.618,49	9.769,80	58.978,49
20	0,00	17.300,51	-20.164,93	-2.864,42	-1.748,07	57.230,42
21	0,00	18.551,70	-513,65	18.038,06	10.739,61	67.970,03

22	0,00	19.891,41	-513,65	19.377,76	11.255,86	79.225,89
23	0,00	21.325,70	-513,65	20.812,06	11.794,13	91.020,02
24	0,00	22.861,06	-513,65	22.347,41	12.355,33	103.375,35
25	0,00	24.504,37	-513,65	23.990,72	12.940,37	116.315,72

INV – Investimento. REC – Receita. DPS – Despesas. FCS – Fluxo de caixa simples. FCD – Fluxo de Caixa descontado. FCDA – Fluxo de caixa descontado acumulada.

5) *Determinação dos parâmetros de viabilidade:* com base nos fluxos de caixa é possível determinar os indicadores econômicos que definem a viabilidade da implementação do projeto. Neste caso, foram utilizados os seguintes parâmetros: Valor Presente Líquido (VPL), Taxa Interna de Retorno (TIR), Payback, Índice de Lucratividade (IL) e Custo de Geração (CG), o quais são critérios que são comumente utilizados em propostas de investimentos. Estes indicadores são determinados a partir das equações 15 ao 19.

$$VPL = -I_0 + \sum_{t=1}^n \frac{FC_t}{(1+j)^t} \quad (15)$$

$$VPL = 0 = -I_0 + \sum_{t=1}^n \frac{FC_t}{(1+TIR)^t} \quad (16)$$

$$Payback = t_- + \frac{\sum_{t=1}^{n-t} FC_t}{FC_{t+}} \quad (17)$$

$$IL = \frac{VPL + I_0}{I_0} \quad (18)$$

$$CG = \frac{I_0 + I_t + \sum_{t=0}^n VP(O\&M)_t}{\sum_{t=0}^n VP(E_{ger})_t} \quad (19)$$

O cálculo do VPL permite trazer para o presente o valor de uma sucessão de pagamentos futuros somados ao investimento inicial. A TIR se define como a taxa de desconto que deve ser aplicada ao projeto para tornar o VPL igual a zero. Por outra parte o Payback indica o tempo mínimo estimado para que o projeto tenha retorno positivo e o investimento seja recuperado. O Índice de Lucratividade se refere a capacidade financeira geração de lucro do projeto, indicando a eficiência operacional do empreendimento. Já o Custo de geração relaciona entre todos os custos associados a geração e a quantidade de energia gerada estimada para o tempo de vida útil do projeto.

De acordo com as referências [23], [27], [22] e [33] a atratividade dos investimentos é constatada se o projeto cumprir com os seguintes critérios:

- $VPL > 0$. Significa que os lucros gerados são maiores que os esperados com a TMA. Quanto maior o VPL maior é o ganho.
- $TIR > TMA$. Se a TIR for maior à taxa de rentabilidade de uma inversão de baixo risco.
- $Payback < T$. Se o prazo de amortização do investimento estiver dentro do período útil do projeto.
- $IL > 1$. Se o investimento é recuperado remunerando encima da taxa de mínima exigida, no caso o TMA = 10,10%.
- $CG < TA_{com,imp}$. Quando custo de geração for menor ao valor da tarifa cobrada pela concessionária.

Por fim, na Tabela 14 são mostrados os resultados dos cálculos efetuados onde pode ser verificado que todos parâmetros econômicos efetuados, a exceção do custo de geração, obedecem aos critérios de viabilidade previamente estabelecidos.

TABELA 14:
INDICADORES ECONÔMICOS DO PROJETO.

Caso	VPL [R\$]	TIR [%]	PAYBACK [ano]	IL	CG (R\$/kWh)
Capital próprio	12.497,20	12,32	18,39	1,24	0,75460
Capital financiado	27.500,39	26,25	12,07	1,76	0,58402

Os resultados para o custo de geração apontam que os custos para geração fotovoltaica são maiores do que os valores de referência da concessionária para o período atual, no entanto comparando com os valores da Tabela 9 pode ser observado que depois do nono e quinto ano, para os casos I e II respectivamente, a situação se muda e o CG passa a ser menor que o valor da energia adquirida da rede. Deste modo constata-se a viabilidade econômica do projeto ambos cenários, não obstante ressalta-se que o maior ganho prevalece para o caso de investimento a partir de recursos financiados ante o caso de utilização de recurso próprio.

Logo pode-se concluir que a maior atratividade econômica se dá para o caso II, investimento com capital financiado.

V. CONSIDERAÇÕES FINAIS

Neste trabalho foi apresentado uma análise de viabilidade técnica e econômica de um projeto de sistema de energia solar fotovoltaica para uma unidade de agricultura familiar. As características técnicas do projeto foram definidas conforme a metodologia proposta pelo CRESESB e os resultados foram comparados e validados mediante o uso de um software de acesso livre, SAM, obtendo-se uma correlação de 95,25% entre os resultados obtidos de ambas metodologias. Ressalta-se a vantagem da utilização do software uma vez que permite realizar análises e ajustes rapidamente ante a alteração dinâmica de parâmetros dentro do sistema.

O sistema fotovoltaico proposto possui uma potência instalada de 7,150 kWp e é composto por 22 módulos fotovoltaicos. De acordo com as estimativas realizadas o conjunto deve ser capaz de gerar 10.339,49kWh de energia no primeiro ano, dos quais o 59,35% seria utilizado para alimentação direta da carga e o restante injetado na rede gerando créditos de energia para a unidade. Considerando a perda de eficiência na geração a longo do tempo, estima-se que para o último ano do projeto o sistema consiga abastecer até um 85,93% da demanda anual de energia.

O levantamento do orçamento indicou que o projeto requer um investimento inicial de 51.364,73 R\$, o que resulta em um custo por potência instalada de 7,13R\$/Wp, valor aproximado ao sugerido pela literatura. A partir do estudo de evolução do valor da tarifa e a economia energia é realizado o cálculo da receita gerada anualmente pelo projeto, considerando o estabelecido pelo convênio ICMS 42/2018. Uma vez conhecido a receita gerada foi construído o fluxo de caixa do projeto para dois casos supostos: investimento com recurso próprio e com capital financiado. Com base ao fluxo de caixa foram determinados os índices econômicos que definem a factibilidade do projeto, evidenciando-se a viabilidade econômica do projeto para ambos casos. Sem embargo, ressalta-se que a proposta de investimento com capital financiado apresentou maior atratividade para investimento, conforme foi apontado pelos parâmetros econômicos determinados, indicando que ocorre a recuperação do capital num prazo de 12 anos, período menor que metade da vida útil do projeto. Assim, diante dos cálculos e dados expostos no trabalho, é possível concluir que desde o ponto de vista técnico e econômico o projeto apresenta índices favoráveis para sua implantação.

Espera-se, como fruto do presente trabalho, a contribuição com a sustentabilidade e o fortalecimento da atividade agrícola familiar, mediante a redução dos custos de produção e manutenção da empresa. Assim também almeja-se despertar o interesse não só dos produtores rurais, mas também de acadêmicos que possam analisar e identificar os benefícios, limitações e susceptibilidades da

aplicação de tecnologias de energias renováveis dentro do setor rural.

Finalmente para trabalhos futuros deixo algumas sugestões e recomendações:

- Estudo e previsão de variação da carga do sistema e período ótimo para adição de novos módulos.
- Avaliar a eficiência energética no sistema de irrigação e propor mecanismos de otimização.
- Análise da influência das variações do regime de bandeira de operação do Sistema Interligado Nacional no estudo econômico do projeto.
- Desenvolvimento de uma metodologia de dimensionamento de sistema fotovoltaico focado a sistemas produtivos considerando a sazonalidade do perfil de consumo do agroprodutor, demanda de energia para bombeamento, fatores climáticos, tipo de solo e cultura, entre outros, de modo a identificar oportunidades de otimização desse tipo de sistemas.
- Esto de viabilidade de construção de um reservatório elevado para armazenamento de água destinado a irrigação, de modo a otimizar o autoconsumo e realizar o bombeamento no horário de maior geração.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] D. Rahmeier, Agricultura familiar na mesoregião Oeste do Paraná. Toledo: Universidade Estadual do Oeste do Paraná, 2016.
- [2] Secretaria de Agricultura Familiar, “Ministério da Agricultura, Pecuária e Abastecimento,” [Online]. Available: http://www.mda.gov.br/sitemda/sites/sitemda/files/user_arquivos_64/pageflip-2583697-4429081-It_Selo_da_Agricultura_F-1372369.pdf. [Acesso em 25 Outubro 2018].
- [3] C. M. Bressiani Werkause, Formação por alternância e a sustentabilidade da agricultura familiar, Universidade Tecnológica Federal do Paraná, 2012.
- [4] D. Bittencourt, «Agricultura familiar, desafios e oportunidades rumo à inovação,» *EMBRAPA*, 2018.
- [5] A. T. CAMPOS e A. d. CAMPOS, «Balanços energéticos agropecuários: uma importante ferramenta como indicativo de sustentabilidade de agroecossistemas,» *Ciência Rural*, vol. 34, p. 6, 2004.
- [6] Secretaria Especial de Agricultura Familiar e do Desenvolvimento Agrário, “Ministério da Agricultura, Pecuária e Abastecimento,” Coordenação geral de energias renováveis, 2018. [Online]. Available: Secretaria Especial de Agricultura Familiar e do Desenvolvimento Agrário. Coordenação geral de energias renováveis. Energias renováveis para a agricultura familiar. [Acesso em 2018 Outubro 25].
- [7] C. Lacchini, Análise econômica de sistemas fotovoltaicos residenciais no contexto brasileiro, com foco nos indicadores financeiros e nas tarifas locais de energia elétrica, Florianópolis: Universidade Federal de Santa Catarina, 2017.
- [8] L. R. Valer Morales, A utilização de sistemas fotovoltaicos de bombeamento para irrigação em pequenas propriedades rurais, São Paulo: Universidade de São Paulo, 2011.
- [9] A. F. Nunes, Y. K. R. d. Pinho e L. F. Rosa, *Energia solar fotovoltaica aplicada a sistemas de irrigação em olericultura*, Guarus: Instituto Federal Fluminense, 2014.
- [10] A. C. Alvarenga, V. H. Ferreira e M. Z. Fortes, «Energia solar fotovoltaica: uma aplicação na irrigação da agricultura familiar,» p. 9, Dezembro 2014.
- [11] V. d. F. Gráh, Avaliação do posicionamento de geradores fotovoltaicos com sistema rastreador manual aplicado ao bombeamento de água para irrigação, Piracicaba: Universidade de São Paulo, 2015.
- [12] A. L. d. C. N. Sousa e B. d. O. Busson, Projeto de sistema de irrigação para unidade de agricultura familiar, Brasília: Universidade de Brasília, 2016.
- [13] G. F. Soares, L. d. S. R. Vieira, M. A. E. Galdino, M. M. d. A. Olivieri, E. L. d. P. Borges, C. M. d. Carvalho e A. A. N. Lima, «Avaliação técnico-econômica da aplicação de sistemas fotovoltaicos individuais e de centrais com minirredes na eletrificação rural,» *Revista Brasileira de Energia Solar*, vol. 2, n° 2, pp. 117-128, 2011.
- [14] J. C. T. Dal Bem, I. Barbi, J. E. Normey-Rico e R. Ruther, «Solução para bombeamento de água em propriedades rurais utilizando energia solar fotovoltaica,» *Revista Brasileira de Energia Solar*, vol. 7, n° 1, pp. 50-57, 2016.
- [15] L. G. S. Barboza, N. P. D. Dacroce e E. Hofer, «Análise de viabilidade de implantação de um sistema de geração de energia fotovoltaica numa propriedade familiar rural: Um estudo com base no PRONAF Mais Alimentos,» de *Simposio Internacional de Gestão de Projetos, Inovação e Sustentabilidade*, São Paulo, Universidade Estadual do Oeste do Paraná, 2016.
- [16] L. C. Dall'Antonia Junior, Coletor solar alternativo de concreto para aquecimento de água em aplicações agrícolas e agroindustriais, Botucatu: Universidade Estadual Paulista, 2011.
- [17] T. B. S. Ribeiro, A eletrificação rural com sistemas individuais de geração com Fontes intermitentes em comunidades tradicionais: Caracterização dos entraves para o desenvolvimento local, São Paulo: Universidade de São Paulo, 2010.
- [18] I. d. A. Paraná, “Sistema de Informação Hidrológica,» 2018. [Online]. Available: <http://www.sih-web.aguasparana.pr.gov.br/sih-web/gerarRelatorioAlturasMensaisPrecipitacao.do?action=carregarInterfaceInicial>. [Acesso em 2018].
- [19] J. T. a. M. A. G. Pinho, Manual de engenharia para sistemas fotovoltaicos, Rio de Janeiro: CRESESB - CEPEL, 2014.
- [20] CRESESB - CEPEL, “Potencial Solar - SunData v 3.0,» [Online]. Available: <http://www.cresesb.cepel.br/index.php?section=sundata&>. [Acesso em 2018].
- [21] Climate One Building, “Repositorio de datos climáticos gratuitos para la simulación de rendimiento de edificios,» [Online]. Available: http://climate.onebuilding.org/WMO_Region_3_South_America/BR_A_Brazil/index.html. [Acesso em 2019].
- [22] J. P. V. Jiménez, Projeto e dimensionamento de um Sistema Fotovoltaico isolado/conectado à rede para atender a demanda de irrigação de UVA, Foz do Iguaçu: Universidade Federal da Integração Latinoamericana, 2017.
- [23] A. B. C. M. Miranda, Análise de viabilidade econômica de um sistema fotovoltaico conectado à rede, Rio de Janeiro: Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2014.
- [24] R. Laronde, A. Charki e D. Bigaud, «Reliability of photovoltaic modules based on climatic measurement data,» *International Journal of Metrology and Quality Engineering*, vol. 1, n° 1, pp. 45-49, 2010.
- [25] M. M. Vallina, *Instalaciones solares fotovoltaicas*, Segunda ed., Madrid: Paraninfo, 2018.
- [26] J. R. Gazoli e M. G. Villalva, *Energía solar fotovoltaica: conceitos e aplicações*, Segunda ed., Erica, 2012.
- [27] R. Nakabayashi, *Microgeração fotovoltaica no Brasil: viabilidade econômica*, São Paulo: Abinee, 2015.
- [28] G. R. Sysvestrin, Projeto e dimensionamento de uma sistema fotovoltaico conectado à rede: estudo de caso empresa de fertilizantes, Foz do Iguaçu: Universidade Federal da Integração Latinoamericana, 2017.
- [29] L. T. CAMARGO, Projeto de Sistemas Fotovoltaicos conectados à Rede Elétrica, Londrina: Universidade de Londrina, 2017.
- [30] A. F. ALVES, *Energia Solar Fotovoltaica*, São Paulo: Univesidade Estadual Paulista, 2017.
- [31] Associação Brasileira da Indústria Elétrica e Eletrônica, Propostas para Inserção da Energia Solar Fotovoltaica na Matriz Elétrica Brasileira, Grupo Setorial de Sistemas Fotovoltaicos, 2012.
- [32] Banco Central do Brasil, “BCB,» 2018. [Online]. Available: <https://www.bcb.gov.br/controleinflacao/taxaselic>. [Acesso em 2019 05 25].
- [33] F. M. Storto, Análise de viabilidade econômico-financeira para sistemas de micro e mini geração distribuída solar fotovoltaica, Bragança Paulista, São Paulo: Universidade São Francisco, 2016.
- [34] Banco Nacional de Desenvolvimento, “BNDS,» 2019. [Online]. Available: <https://www.bndes.gov.br/wps/portal/site/home/financiamento>. [Acesso em 25 Maio 2019].

[35] Banco Nacional de Desenvolvimento, “BNDS PRONAF ECO,” 2018. [Online]. Available: https://www.bndes.gov.br/wps/portal/site/home/financiamento/produto/pronaf-eco!/ut/p/z1/rVLBcpswEP2WHjhiCQQYemMIDXXwJLXj2OaSkbAAdYxEhGwnf9_FcSaZTOJMp9VBI62edt--t6hAK1RIuhc1NUJJu0X7ugjuJ2GeZJGH80t3HuD45pdDstnCDRC-Wh4B-JMVY1Sc_3-HCISU0nSmQWsmN7y_F7I3wuzKIwM. [Acesso em 25 Maio 2019].

[36] Companhia Paranaense de Energia, «COPEL,» 2018. [En línea]. Available: <https://www.copel.com/hpcopel/root/nivel2.jsp?endereco=%2Fhpcopel%2Froot%2Fpagcopel2.nsf%2Fdocs%2F3EE1D015FA3F433203257EE6003E128E>. [Último acesso: 2019].

APÊNDICE I: Seleção do inversor do projeto.

APÊNDICE II: Geração de energia estimada no tempo.

ANEXO I. Especificações técnicas módulo fotovoltaico.

ANEXO II. Especificações técnicas inversor

APÊNDICE I

TABELA I.15: Comparação de inversores para o projeto.

Parâmetros	Fabricantes				
	ABB	FRONIUS	Solar Energy	CANADIAN	Solar Energy
Marca					
Modelo	PVI-6000-TL-OUTD-S	Fronius Primo 6.0-1	SE-TL3KA	CSI-1.5K-TL	SE-TL2KA
Potência CC (kW)	6	6	3,2	1,6	2,3
Quantidade estimada	1	1	2	4	3
Dados do inversor					
Tensão mínima cc SPPPM	180	240	125	70	100
Tensão máxima cc SPPPM	530	800	440	450	425
Corrente máxima cc	18	18	15	10	12
Dados do módulo fotovoltaico					
NOCT	43 C				
Tensão máx. ckt aberto	45,5 V				
Corrente de curto ckt	9,34 A				
Coef. Negativo ALPHA	-0,31%/C				
Dados do local de estudo					
Menor temperatura FOZ	-4 C				
Irradiância na menor temp	429 W/m2				
Maior temperatura FOZ	45 C				
Irradiância na maior Temp.	489 W/m2				
Resultados					
Número de módulos em serie					
Limite inferior	4,42	5,90	3,07	1,72	2,46
Limite superior	11,08	16,72	9,20	9,40	8,88
Media	7,75	11,31	6,13	5,56	5,67
Número de módulos em paralelo					
Numero de string em paralelo	1,93	1,93	1,61	1,07	1,28
Inversor selecionado:	Solar energy / SE-TL2KA				
Conclusão do arranjo:	2 sistemas 7x1 e 1 sistema 8x1 (SERIE x PARALELO)				
Quantidade de inversor/es	3				

APÊNDICE II

TABELA II.16: Fluxo anual de energia e dinheiro.

Período (ano)	PEF (%/a.a)	ETG (kWh/a.a)	EAC (kWh/a.a)	EIRE (kWh/a.a)	EDR (kWh/a.a)	CSSF (R\$/a.a)	CCSF (R\$/a.a)	EOCE (R\$/a.a)
1	1	10339,49	6136,49	4203,00	3729,51	5310,57	874,90	4435,67
2	0,9925	10261,95	6090,47	4171,48	3775,53	5751,35	987,48	4763,87
3	0,985	10184,40	6044,44	4139,96	3821,56	6228,71	1112,73	5115,99
4	0,9775	10106,85	5998,42	4108,44	3867,58	6745,69	1251,96	5493,74
5	0,97	10029,31	5952,39	4076,91	3913,61	7305,59	1406,63	5898,96
6	0,9625	9951,76	5906,37	4045,39	3959,63	7911,95	1578,36	6333,59
7	0,955	9874,22	5860,35	4013,87	4005,65	8568,64	1768,90	6799,74
8	0,9475	9796,67	5814,32	3982,35	4051,68	9279,84	1980,20	7299,64
9	0,94	9719,12	5768,30	3950,82	4097,70	10050,07	2214,39	7835,67
10	0,9325	9641,58	5722,28	3919,30	4143,72	10884,22	2473,82	8410,41
11	0,925	9564,03	5676,25	3887,78	4189,75	11787,61	2761,05	9026,56
12	0,9175	9486,49	5630,23	3856,26	4235,77	12765,98	3078,92	9687,06
13	0,91	9408,94	5584,21	3824,73	4281,79	13825,56	3430,54	10395,02
14	0,9025	9331,39	5538,18	3793,21	4327,82	14973,08	3819,32	11153,77
15	0,895	9253,85	5492,16	3761,69	4373,84	16215,85	4249,00	11966,85
16	0,8875	9176,30	5446,13	3730,17	4419,87	17561,76	4723,69	12838,07
17	0,88	9098,75	5400,11	3698,64	4465,89	19019,39	5247,92	13771,47
18	0,8725	9021,21	5354,09	3667,12	4511,91	20598,00	5826,62	14771,38
19	0,865	8943,66	5308,06	3635,60	4557,94	22307,63	6465,23	15842,40
20	0,8575	8866,12	5262,04	3604,08	4603,96	24159,17	7169,72	16989,45
21	0,85	8788,57	5216,02	3572,55	4649,98	26164,38	7946,61	18217,77
22	0,8425	8711,02	5169,99	3541,03	4696,01	28336,02	8803,08	19532,95
23	0,835	8633,48	5123,97	3509,51	4742,03	30687,91	9746,97	20940,94
24	0,8275	8555,93	5077,94	3477,99	4788,06	33235,01	10786,90	22448,11
25	0,82	8478,38	5031,92	3446,46	4834,08	35993,51	11932,32	24061,20

PEF – Perda de eficiência. ETG – Energia total gerada. EAC – Energia autoconsumida. EIR – Energia injetada na rede. EDR – Energia demandada da rede. CSSF – Conta de energia sem o sistema fotovoltaico. CCSF - Conta de energia com sistema fotovoltaico. ECOE – Economia na conta de energia.

TABELA II.17: Dados estimados de carga e geração fotovoltaica obtidos do SAM.

Horas do dia	PGSF (kWh)	PCC (kWh)
0	-0,001	1,233
1	-0,001	0,863
2	-0,001	0,783
3	-0,001	0,744
4	-0,001	0,766
5	-0,001	0,791
6	0,062	0,873
7	0,512	1,030
8	1,590	1,258
9	2,640	1,358
10	3,440	1,401
11	3,884	1,419
12	4,054	1,466
13	3,843	1,591
14	3,383	1,732
15	2,654	1,846
16	1,563	1,901
17	0,515	2,059
18	0,060	2,247
19	-0,001	2,194
20	-0,001	1,949
21	-0,001	2,301
22	-0,001	2,086
23	-0,001	1,618

PGSF – Potência gerada media pelo sistema fotovoltaico. PCC – Potencia consumida pela carga.

ANEXO I

ELECTRICAL DATA | STC*

CS6X	325P-FG	330P-FG	335P-FG
Nominal Max. Power (Pmax)	325 W	330 W	335 W
Opt. Operating Voltage (Vmp)	37.0 V	37.2 V	37.4 V
Opt. Operating Current (Imp)	8.78 A	8.88 A	8.96 A
Open Circuit Voltage (Voc)	45.5 V	45.6 V	45.8 V
Short Circuit Current (Isc)	9.34 A	9.45 A	9.54 A
Module Efficiency	16.65%	16.90%	17.16%
Operating Temperature	-40°C ~ +85°C		
Max. System Voltage	1500 (IEC) or 1000 V (IEC/UL)		
Module Fire Performance	Type 3 / Type 13 (UL 1703) or CLASS A (IEC 61730)		
Max. Series Fuse Rating	15 A		
Application Classification	Class A		
Power Tolerance	0 ~ + 5 W		

* Under Standard Test Conditions (STC) of irradiance of 1000 W/m², spectrum AM 1.5 and cell temperature of 25°C.

ELECTRICAL DATA | NMOT*

CS6X	325P-FG	330P-FG	335P-FG
Nominal Max. Power (Pmax)	239 W	243 W	247 W
Opt. Operating Voltage (Vmp)	34.0 V	34.2 V	34.4 V
Opt. Operating Current (Imp)	7.03 A	7.10 A	7.17 A
Open Circuit Voltage (Voc)	42.4 V	42.5 V	42.6 V
Short Circuit Current (Isc)	7.54 A	7.63 A	7.70 A

* Under Nominal Module Operating Temperature (NMOT), irradiance of 800 W/m², spectrum AM 1.5, ambient temperature 20°C, wind speed 1 m/s.

PERFORMANCE AT LOW IRRADIANCE

Outstanding performance at low irradiance, with an average relative efficiency of 96.0 % for irradiances between 200 W/m² and 1000 W/m² (AM 1.5, 25°C).

* The specifications and key features contained in this datasheet may deviate slightly from our actual products due to the on-going innovation and product enhancement. Canadian Solar Inc. reserves the right to make necessary adjustment to the information described herein at any time without further notice. Please be kindly advised that PV modules should be handled and installed by qualified people who have professional skills and please carefully read the safety and installation instructions before using our PV modules.

CANADIAN SOLAR INC.

545 Speedvale Avenue West, Guelph, Ontario N1K 1E6, Canada, www.canadiansolar.com, support@canadiansolar.com

Mar. 2019. All rights reserved, PV Module Product Datasheet V5.572_EN

Fonte: Catálogo do fabricante. Disponível em: <https://www.canadiansolar.com/upload/4c0c11881365b510/d25b46e031256a8b.pdf>

MECHANICAL DATA

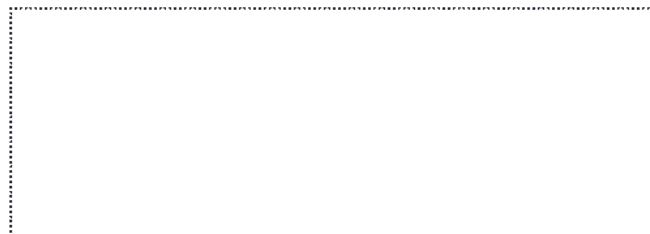
Specification	Data
Cell Type	Poly-crystalline, 6 inch
Cell Arrangement	72 (6×12)
Dimensions	1968×992×5.8mm (77.5×39.1×0.23 in) without J-Box and corner protector
(Incl. corner protector)	1971×995×8.5 mm (77.6×39.2×0.33 in) without J-Box
Weight	27.5 kg (60.6 lbs)
Front / Back Glass	2.5 mm heat strengthened glass
Frame	Frameless
J-Box	Split J-Box, IP67, 3 bypass diodes
Cable	4.0 mm ² (IEC), 12 AWG (UL)
Cable Length (Including Connector)	Portrait: 400 mm (15.7 in) (+) / 280 mm (11.0 in) (-); landscape: 1160 mm (45.7 in); leap-frog connection: 1670 mm (65.4 in)*
Connectors	T4 series
Per Pallet	30 pieces, 930 kg (2050.3 lbs)
Per Container (40' HQ)	660 pieces

* For detailed information, please contact your local Canadian Solar sales and technical representatives.

TEMPERATURE CHARACTERISTICS

Specification	Data
Temperature Coefficient (Pmax)	-0.40 % / °C
Temperature Coefficient (Voc)	-0.31 % / °C
Temperature Coefficient (Isc)	0.05 % / °C
Nominal Module Operating Temperature (NMOT)	43±3 °C

PARTNER SECTION



ANEXO II

Modelo	SE-TL1.5K	SE-TL2K
Entrada (CC)		
Max. Potência CC [W]	1800	2300
Max. Tensão CC [V]	480	
Faixa de Tensão MPPT [V]	100-425	
Tensão Nominal CC [V]	360	
Tensão de Partida [V]	150	
Min. Tensão CC [V]	100	
Max. Corrente CC [A]	11	12
Número de MPPT	1	
Número de Conjuntos de Conexão CC	1	
Interruptor CC	Integrado	
Saída (CA)		
Potência Nominal de Saída CA [W]	1500	2000
Max. Potência CA [W]	1650	2000
Corrente Nominal CA [A]	6,5	8,7
Max. Corrente CA [A]	8,5	11,0
Tensão Nominal CA / Faixa de Tensão [V]	220V (FF-T/FN-T)/ 176V-242V	
Frequência da Rede / Faixa	60Hz 57.5-62Hz	
Fator de Potência	>0,99 (carga total)	
Distorção Harmônica Total (THDi)	<2%	
Fase de Alimentação / Fase de conexão	1/1	
Eficiência		
Max. Eficiência	97.3%	97.4%
Euro Eficiência (at 360Vdc)	96.5%	96.7%
Precisão do MPPT	>99.5%	
Proteção		
Proteção interna de Sobretensão	Integrado	
Monitoração do Isolamento CC	Integrado	
Monitoração do DCI	Integrado	
Monitoração do GFCI	Integrado	
Monitoração da Rede	Integrado	
Proteção para curto Circuito CA	Integrado	
Proteção Térmica	Integrado	
Proteção Anti-ilhamento	AFD	
Interface		
Conexão CC	MC4 / H4	
Display	LCD (16x2 Caracteres, Luz de fundo) & LED (3 luzes)	
Linguagem do Display	Multi Linguagem	
Comunicação	Rs485 (Padrão), Ethernet (Webserver embedded)	
Dados Gerais		
Topologia	Sem transformador	
Consumo durante a noite [W]	<0,2	
Consumo em Standby [W]	6	
Faixa de Temperatura de Funcionamento	-25°C to +60°C (45°C to 60°C com redução de potência)	
Método de Resfriamento	Natural	
Umidade de ar no ambiente	0% to 98% sem condensação	
Altitude do Local	Até 2000m (sem redução de potência)	
Emissão de Ruído [dBA]	<40	
Grau de Proteção	Ip65	
Montagem	Fixação em parede	
Dimensões (A*L*P) [mm]	415*313*140	
Peso [kg]	11	
Garantia [Ano]	5 (Padrão) 10 / 15 / 20 / 25 (Opcional)	
Certificado (Normas)	IINMETRO (ABNT NBR 16149 / ABNT NBR 16150 / ABNT NBR IEC 62116)	

Fonte: Catálogo do fabricante. Disponível em: <https://www.canadiansolar.com/upload/4c0c11881365b510/d25b46e031256a8b.pdf>