UNIVERSIDADE FEDERAL DO ESPÍRITO SANTO
CENTRO TECNOLÓGICO
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA
PROJETO DE GRADUAÇÃO

JOÃO THOMAZ LEMOS

UMA PROPOSTA DE UTILIZAÇÃO DE SISTEMA SOLAR HÍBRIDO NA PRODUÇÃO LEITEIRA

VITÓRIA
2020

JOÃO THOMAZ LEMOS

UMA PROPOSTA DE UTILIZAÇÃO DE SISTEMA SOLAR HÍBRIDO NA PRODUÇÃO LEITEIRA

Parte manuscrita da Proposta de Projeto de Graduação do aluno **João Thomaz Lemos**, apresentada ao Departamento de Engenharia Elétrica do Centro Tecnológico da Universidade Federal do Espírito Santo, como requisito parcial para aprovação na disciplina "ELE08552 – Projeto de Graduação 2".

Orientadora: Profa. Dra. Jussara Farias Fardin

VITÓRIA
2020

JOÃO THOMAZ LEMOS

UMA PROPOSTA DE UTILIZAÇÃO DE SISTEMA SOLAR HÍBRIDO NA PRODUÇÃO LEITEIRA

Parte manuscrita do Projeto de Graduação do aluno **João Thomaz Lemos**, apresentado ao Departamento de Engenharia Elétrica do Centro Tecnológico da Universidade Federal do Espírito Santo, como requisito parcial para obtenção do grau de Engenheiro Eletricista.

Aprovada em 23 de dezembro de 2020.

COMISSÃO EXAMINADORA:

Profa. Dra. Jussara Farias Fardin
Universidade Federal do Espírito Santo
Orientadora

Dr. Victor Pellanda Dardengo
Universidade Federal do Espírito Santo
Examinador

Profa. Dra. Maria José Pontes
Universidade Federal do Espírito Santo
Examinadora

RESUMO

O trabalho consiste em avaliar o impacto econômico do uso da energia fotovoltaica híbrida como fonte alternativa de energia para uma empresa produtora de leite localizada no município de Colatina, no Espírito Santo. Esta empresa tem parte de sua produção mensal perdida devido a problemas na rede elétrica. A proposta do projeto é solucionar este problema utilizando a energia fotovoltaica para que não ocorram mais estas perdas, assim como proporcionar economia na conta de energia elétrica. Este trabalho dimensiona e analisa duas diferentes configurações de sistemas híbridos e uma configuração de um sistema autônomo com o auxílio do *software* PV SOL. A partir dos resultados obtidos nas análises financeiras de cada sistema dimensionado, foi feita uma comparação para se definir o cenário com o melhor retorno financeiro. O cenário definido após esta comparação mostrou que, além de proporcionar energia adequada para a produção de leite, há lucro, já que o sistema de geração solar fotovoltaica da proposta final possui um tempo de *payback* menor que seu tempo de vida útil. Calculou-se também a economia alcançada incluindo o fato de se evitar a perda de leite, de forma que se obteve ao fim, o retorno financeiro incluindo esta economia e o lucro proporcionado pelo sistema.

Palavras-chave: Sistema fotovoltaico híbrido. Energia solar fotovoltaica. Dimensionamento.

ABSTRACT

The work consists of assessing the economic impact of using hybrid photovoltaic energy as an alternative source of energy for a milk producing company located in the city of Colatina, in Espírito Santo. This company has part of its monthly production lost due to problems in the electricity grid. The project proposal is to solve this problem using photovoltaic energy so that these losses no longer occur, as well as providing savings on the electricity bill. This work scales and analyzes two different configurations of hybrid systems and a configuration of an autonomous system with the aid of the PV SOL software. From the results obtained in the financial analysis of each designed system, a comparison was made to define the scenario with the best financial return. The scenario defined after this comparison showed that, in addition to providing adequate energy for milk production, there is profit, as the final proposal's photovoltaic solar generation system has a payback time less than its lifetime. It was also calculated the savings achieved only by not losing milk, so that in the end, the financial return including this savings and the profit provided by the system was obtained.

Keywords: Hybrid photovoltaic system. Photovoltaic solar energy. Dimensioning.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Esquema ilustrativo do sistema *on-grid* 18
Figura 2 – Esquema Ilustrativo do sistema *off-grid* 18
Figura 3 – Esquema Ilustrativo do sistema FV híbrido 19
Figura 4 – Mapa de irradiação solar no Espírito Santo 23
Figura 5 – Tipo de sistema, clima e características de conexão na rede elétrica 27
Figura 6 – Customização de bateria 31
Figura 7 – Interface para inserção de dados relativos à bateria 31
Figura 8 – Parametrização de descarga x capacidade 32
Figura 9 – Interface de informações relativa à bateria selecionada 37
Figura 10 – Consumo mensal de energia da instalação considerando a disponibilidade 41
Figura 11 – Quantidade de módulos e área para 100% do consumo 47
Figura 12 – Vista 2D da disposição dos módulos sobre o telhado 48
Figura 13 – Esquema unifilar do sistema 48
Figura 14 – Limitação de parâmetros para seleção de inversor 49
Figura 15 – Inversor a ser utilizado no projeto 50
Figura 16 – Estados que o inversor consegue detectar 50
Figura 17 – Inversor UP 1000-M3222 multifuncional 51
Figura 18 – Resultado para o Cenário I 52
Figura 19 – Quantidade de módulos e área para o Cenário II 57
Figura 20 – Vista 2D da disposição dos módulos sobre o telhado 58
Figura 21 – Esquema unifilar do sistema 58
Figura 22 – Energia gerada pela configuração do Cenário II 59
Figura 23 – Dados climáticos e definição do tipo de sistema autônomo 62
Figura 24 – Demanda mensal da instalação 64
Figura 25 – Quantidade de módulos e área ocupada para o Sistema Autônomo 65
Figura 26 – Parâmetros definidos para seleção de inversor 66
Figura 27 – Dados de entrada do inversor 67
Figura 28 – Configuração de baterias para autonomia de 2 dias 68
Figura 29 – Inversor do banco de baterias 69
Figura 30 – Diagrama do circuito 69
Figura 31 – Energia gerada para o Sistema Autônomo 69

LISTA DE GRÁFICOS

Gráfico 1 – Consumo mensal de energia no período de junho de 2018 a maio de 2019 25
Gráfico 2 – Relação entre vida útil e temperatura da bateria 30
Gráfico 3 – Ciclos x Profundidade de descarga 30
Gráfico 4 – Curva média de irradiação diária..... 35
Gráfico 5 – Consumo anual de baterias para Cenário II..... 56

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Composição de custos com sistemas de baterias 39
Tabela 2 – Dados de consumo da instalação referente à 2018/2019 45
Tabela 3 – Composição de custos do Cenário I 52
Tabela 4 – Economia proporcionada ao longo dos anos para o Cenário I 54
Tabela 5 – Composição de custos do Cenário II 59
Tabela 6 – Economia proporcionada ao longo dos anos para o Cenário II 60
Tabela 7 – Composição dos custos do Sistema Autônomo 70
Tabela 8 – Economia proporcionada ao longo dos anos para o Sistema Autônomo 72
Tabela 9 – Variação média no valor do litro de leite 75
Tabela 10 – Economia com leite ao longo dos anos 76

LISTA DE QUADROS

Quadro 1 – Faixas de valores de tensão limite para pontos de conexão em tensão nominal igual ou inferior a 1kV 17
Quadro 2 – Irradiação solar diária média mensal (kWh/m^2.dia) 24
Quadro 3 – Ângulos de inclinação recomendados para módulos fotovoltaicos dada a latitude local 24
Quadro 4 – Consumo mensal de energia da instalação em 2018/2019 25
Quadro 5 – Dados climáticos da cidade de Colatina 30
Quadro 6 – Taxas e preços de títulos públicos do tesouro direto 43
Quadro 7 – Reajustes e revisões das tarifas dos consumidores de alta e baixa tensão nos últimos 5 anos 44
Quadro 8 – Dados elétricos do módulo MAXPOWER CS6U 335 46
Quadro 9 – Parâmetros utilizados para o Cenário I 53
Quadro 10 – Parâmetros utilizados para o Cenário II 59
Quadro 11 – Parâmetros utilizados para o Sistema Autônomo 71
Quadro 12 – Fluxo de caixa total 77

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ABNT	Associação Brasileira de Normas Técnicas
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
COFINS	Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social
CRESESB	Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio de Salvo Brito
DRC	Duração Relativa da Transgressão de Tensão Crítica
DRP	Duração Relativa da Transgressão de Tensão Precária
ICC	Índice de Unidades Consumidoras com Tensão Crítica
ICMS	Imposto sobre Operações relativas à Circulação de Mercadorias e Serviços
PIS	Programa de Integração Social
PRODIST	Procedimento de Distribuição
THD	*Total Harmonic Distortion*
TIR	Taxa Interna de Retorno
UFES	Universidade Federal do Espírito Santo
VP	Valor Presente

SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO 12
1.1 Apresentação e Objeto de Estudo 12
1.2 Justificativa 14
1.3 Objetivos 14
1.3.1 Objetivo Geral 14
1.3.2 Objetivos Específicos 14
1.4 Organização do Trabalho 14
2 REFERENCIAL TEÓRICO 16
2.1 Armazenamento do Leite e a Qualidade de Energia 16
2.2 Sistema de Geração Fotovoltaica Híbrido 17
2.3 Conceito de Célula Fotovoltaica 19
2.4 Módulo Fotovoltaico 20
2.5 Baterias 20
2.5.1 Capacidade 21
2.5.2 Profundidade de Descarga 21
3 CARACTERIZAÇÃO DA PLANTA 22
3.1 Localização do Empreendimento 22
3.2 Recurso Solar Disponível 22
3.3 Consumo do Empreendimento 24
3.4 Local do Empreendimento para Implantação do Sistema Fotovoltaico 26
3.5 O *Software* 26
3.6 Inserção dos Dados Base no *Software* 26
4 DIMENSIONAMENTO DO BANCO DE BATERIAS 28
4.1 Análise do Banco de Baterias 29
4.2 Definição dos Cenários Envolvendo Banco de Baterias e Dimensionamento 33
4.2.1 Cenários 1.1 e 1.2 para Banco de Baterias 33
4.2.2 Cenários 2.1 e 2.2 para Banco de Baterias 36
4.3 Conclusão do Dimensionamento de Baterias 38
5 DIMENSIONAMENTO DO SISTEMA FOTOVOLTAICO 40
5.1 Consumo da Instalação 40

5.2 Análise Financeira 41
5.3 Definição dos Cenários 45
5.3.1 Cenário I 45
5.3.2 Cenário II 55
5.3.3 Dimensionamento do Sistema Autônomo 61
4.3.5 Definição do Cenário a ser utilizado 72
6 AVALIAÇÃO DA ECONOMIA DE LEITE 74
7 CONCLUSÃO 78
7.1 Viabilidade da Energia Solar Híbrida no Brasil 79
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS 80
ANEXO A – *DATASHEET* DO MODELO DE BATERIA MOURA *CLEAN* 83
ANEXO B – *DATASHEET* DO MÓDULO SOLAR MAXPOWER CS6U-335P 86
ANEXO C – *DATASHEET* DO INVERSOR SOLAR UP 1000-M3222 88
ANEXO D – *DATASHEET* DO MÓDULO SOLAR MAXPOWER CS6U-335P 91

1 INTRODUÇÃO

1.1 Apresentação e Objeto de Estudo

O desenvolvimento constante do setor industrial e, consequentemente, o aumento do uso de equipamentos elétricos nas mais variadas atividades da população mundial, fizeram com que a demanda energética aumentasse exponencialmente durante as últimas décadas. Esse aumento não foi acompanhado pelo investimento no setor de geração de energia, de forma que os problemas no abastecimento de energia também aumentaram (MIRANDA, 2003).

A matriz energética mundial tem 80% de sua composição atendida por combustíveis fósseis, dentre os quais o petróleo, gás natural e carvão (BRASIL, 2018). A grande dependência desta fonte de energia vem refletindo no aumento do efeito estufa, pois a combustão de combustíveis fósseis gera, dentre outros gases poluentes, o dióxido de carbono, que provoca o aquecimento da atmosfera. Além disso, combustíveis fósseis são recursos finitos e, portanto, deixarão de ser uma fonte de energia em algum momento.

Para aplacar a situação, diversos países adotaram medidas para redução da emissão de gases-estufa. Em 2015, durante a celebração do Acordo de Paris para diminuir a emissão desses gases, o Brasil se encarregou de diminuir suas emissões em 43% até 2030, em relação aos níveis registrados em 2005 (NASCIMENTO, 2017). Visando à solução do problema, tem-se buscado fontes alternativas para a geração de energia.

Conforme Goel e Sharma (2017), as fontes renováveis de energia são as que mais crescem no mundo, devido à constante necessidade de se reduzir o efeito estufa e a falta de energia pelo mundo. Contudo, segundo Erdinc e Uzunoglu (2012), apesar de serem excelentes alternativas, essas fontes renováveis são limitadas pela imprevisibilidade da natureza, pois os fatores climáticos e meteorológicos fazem com que exista a possibilidade de a demanda de energia não ser satisfeita em um instante aleatório de tempo.

Certamente, a energia solar vem se destacando como fonte de energia alternativa, pois é uma das fontes primárias de energia que menos poluem. Além disso, é uma fonte silenciosa, que necessita pouca manutenção, fácil manuseio e instalação, exceto pela limpeza dos módulos, já

que a sujeira pode diminuir consideravelmente a produção de energia. A energia solar pode ser utilizada não só para gerar energia elétrica, como também a energia térmica. O Brasil se situa próximo aos trópicos, onde a insolação é alta, fato que torna a energia solar ainda mais interessante.

Dentre as diversas aplicações dos sistemas fotovoltaicos, têm-se aquelas que atendem a locais com problemas de confiabilidade e de qualidade de energia da rede elétrica local. A região rural está especialmente sujeita a estes problemas de atendimento pela rede elétrica e, entre os diversos produtores rurais prejudicados, os produtores de leite estão entre os mais afetados, já que dependem de energia elétrica de qualidade adequada para garantir que o leite armazenado em refrigeradores permaneça em uma temperatura ideal.

Neste trabalho será analisada a viabilidade técnica e econômica de um sistema híbrido envolvendo geração fotovoltaica, baterias estacionárias e rede elétrica, a fim de gerar energia elétrica de qualidade adequada para uma empresa produtora de leite localizada numa região rural do estado do Espírito Santo. Para isso, serão dimensionados e comparados sistemas com diferentes configurações, para que se possa estabelecer aquele com o melhor custo-benefício. Será realizada também uma análise financeira envolvendo a economia na conta de energia elétrica e o armazenamento adequado do leite, obtidas pelo sistema fotovoltaico definido.

A metodologia adotada neste trabalho tem como característica a abordagem quantitativa e natureza aplicada, pois tem como objetivo a utilização de métodos de dimensionamento, análise e comparação de sistemas fotovoltaicos híbridos para detalhamento de um estudo técnico-econômico de um problema específico, que é a perda da produção de leite devido ao fornecimento inadequado de energia elétrica em uma empresa produtora de leite no interior do estado do Espírito Santo. Em relação aos objetivos, é definida como sendo um tipo de pesquisa exploratória, e tem como finalidade a definição de um sistema fotovoltaico que proporcione um custo-benefício adequado e forneça energia elétrica de qualidade. Quanto aos procedimentos, trata-se de estudo de caso, em que os dados das contas de energia elétrica e do tempo que a energia fornecida pela rede elétrica não possui qualidade adequada serão coletados e utilizados para o estudo.

1.2 Justificativa

O leite, em conserva, precisa ser refrigerado constantemente para que sua temperatura fique entre 0 e 5ºC, garantindo assim a sua qualidade após a ordenha (BEZERRA, 2008). É necessário que se tenha uma fonte de energia, que não a da rede elétrica, para que a produção de leite não seja prejudicada, isto é, caso haja a interrupção ou a qualidade da energia na rede não seja adequada. Quando a qualidade de energia não é adequada, o equipamento refrigerador deixa de funcionar temporariamente, podendo até ocorrer a perda desse equipamento (SILVA; MUNHOZ; CORREIA, 2002). Dessa forma, caso haja um problema na rede, a energia elétrica poderia vir de uma outra fonte, evitando assim a perda de todo o leite em conserva. Além disso, a inclusão de uma nova fonte de energia traz a possibilidade de redução de gastos com a energia elétrica do produtor de leite.

1.3 Objetivos

1.3.1 Objetivo Geral

O objetivo geral da proposta é projetar um sistema de geração de energia fotovoltaica, com sistema de armazenamento através de baterias, para atender edificações em regiões rurais que apresentem baixa qualidade de energia. O estudo de caso será uma empresa produtora de leite no interior do Espírito Santo.

1.3.2 Objetivos Específicos

- Projetar um sistema híbrido envolvendo geração fotovoltaica, baterias e a rede elétrica; Dimensionar e definir o sistema de baterias que melhor se adequa ao projeto;
- Avaliar diferentes cenários para escolha do projeto com a melhor viabilidade econômica e eficácia para o produtor.

1.4 Organização do Trabalho

Neste trabalho, a seção 1 apresentou os objetivos, as justificativas e apresentação do contexto em que o objeto de estudo está inserido. A seção 2 será composta pelo referencial teórico, o qual discorrerá sobre o armazenamento do leite e a qualidade de energia, o sistema de geração

fotovoltaica híbrido, o conceito de célula fotovoltaica, módulo fotovoltaico e bateria, necessários para o entendimento do projeto.

A seção 3 apresentará a caracterização da planta. Neste contexto, discorrer-se-á sobre o recurso solar disponível, a demanda de energia, o local para a implantação do sistema fotovoltaico, o *software* que será utilizado como suporte para a realização do projeto e a forma como os dados obtidos, discutidos nos tópicos anteriores desta seção, serão inseridos neste.

Nas seções 4 e 5, serão desenvolvidos os dimensionamentos do banco de baterias e do sistema híbrido fotovoltaico, respectivamente, para que seja feita, inicialmente, uma comparação técnica e econômica apenas em relação de implantação e manutenção das plantas, desconsiderando a economia obtida com o leite e sua perda. Assim, será realizada uma análise do banco de baterias, de forma que se defina qual será o cenário, dentre os pré-determinados, que apresente a configuração de baterias com o melhor custo-benefício. Também nesta seção, será apresentada uma análise de diferentes cenários de dimensionamento fotovoltaico híbrido, para que se possa decidir o que possui melhor custo-benefício para a empresa produtora de leite. Após determinado o melhor cenário, este será utilizado para a avaliação econômica envolvendo a produção de leite, de forma a estabelecer qual será o verdadeiro retorno financeiro para o produtor.

Na seção 6, será feita uma avaliação do impacto econômico que a perda de leite, devido à qualidade inadequada da rede, tem sobre a empresa produtora de leite. Na seção 7 serão expostas as conclusões do trabalho e as propostas para trabalhos futuros.

2 REFERENCIAL TEÓRICO

2.1 Armazenamento do Leite e a Qualidade de Energia

Na produção de leite, é importante que este seja resfriado e agitado, simultaneamente, logo após a ordenha, para manter sua qualidade e poder ser comercializado como laticínio. De acordo com Bezerra (2008, p. 19):

> O resfriamento imediato do leite deve ser feito caso ele venha a ser comercializado, ou seja, vendido para laticínios. Se for o caso de uma produção de derivados do leite, logo após a ordenha podem ser feitas a pasteurização e a fabricação do produto, para resfriamento posterior, garantindo a qualidade e maior vida de prateleira do mesmo. O resfriamento do leite pós-ordenha deve ser feito o quanto antes e armazenado em tanques de resfriamento na fazenda ou no laticínio, pois a temperatura ambiente é ideal para o desenvolvimento dos microrganismos. O resfriamento do leite pode ser feito em geladeira ou freezer para pequenas quantidades. O leite deve ser agitado de vez em quando para padronizar a temperatura e diminuir o tempo de resfriamento. A temperatura de refrigeração deve ser de 4 a 5°C.

A problemática está centrada na produção de leite em locais rurais, pois a qualidade da energia frequentemente não é adequada.

De acordo com o Módulo 8 dos Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST), essa condição é definida por indicadores individuais e coletivos, por fenômenos característicos, por limites que informam se a energia está adequada ou não, pelas perturbações na rede que são indicadas pela distorção harmônica total (THD, do inglês *total harmonic distortion*) e pelo módulo da tensão. Os indicadores individuais são compostos por duração relativa da transgressão de tensão precária (DRP) e duração relativa da transgressão de tensão crítica (DRC). O índice de unidades consumidoras com tensão crítica (ICC) é o indicador coletivo (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2016). Os fenômenos característicos estão relacionados ao fator de potência, que depende dos valores de potência ativa e reativa.

O Módulo 8 do PRODIST também estabelece limites como aqueles apresentados no Quadro 1 relativo à faixa de valores de tensão limite para pontos de conexão em tensão nominal igual ou inferior a 1 kV, condição na qual se inclui o estudo de caso a ser avaliado neste trabalho que é atendido em 220 V. O Quadro 1 indica se a tensão lida, em relação à tensão nominal, é adequada, precária ou crítica.

Quadro 1 – Faixas de valores de tensão limite para pontos de conexão em tensão nominal igual ou inferior a 1kV

Tensão de Atendimento (TA)	**Faixa de Variação da Tensão de Leitura (Volts)**
Adequada	(234≤TL≤267)/(117≤TL≤133)
Precária	(221≤TL<234 ou 267<TL≤269)/ (110≤TL<117 ou 133<TL≤135)
Crítica	(TL<221 ou TL>269)/(TL<110 ou TL>135)

Fonte: Agência Nacional de Energia Elétrica (2016).
Nota: Adaptado pelo autor.

As perturbações na rede estão relacionadas com as distorções harmônicas, isto é, THD. De acordo com o módulo 8 do PRODIST, "As distorções harmônicas são fenômenos associados a deformações nas formas de onda das tensões e correntes em relação à onda senoidal da frequência fundamental" (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2016).

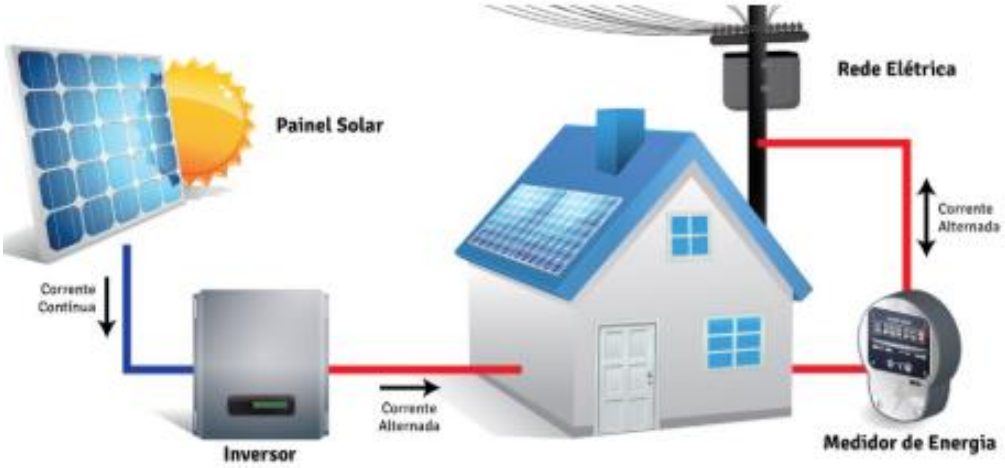
2.2 Sistema de Geração Fotovoltaica Híbrido

Um sistema fotovoltaico é composto, de forma geral, por um bloco que é responsável pela geração, um bloco responsável pelo condicionamento de potência, e de forma opcional, um bloco responsável pelo armazenamento da energia. O bloco da geração é constituído pelos módulos fotovoltaicos, pelo cabeamento elétrico e pela estrutura que dá suporte mecânico ao sistema. Já o bloco de condicionamento de potência é composto, de forma geral, pelos conversores CC-CC, inversores, controladores de carga quando há armazenamento de energia, seguidores do ponto de máxima potência e componentes gerais de proteção e controle, seja analógico ou digital. O bloco de armazenamento é constituído de baterias ou, caso haja, qualquer outro tipo de componente que possa acumular energia (PINHO; GALDINO, 2014).

O sistema fotovoltaico pode ser configurado de três maneiras: *on-grid* (Figura 1*), off-grid* (Figura 2) ou híbrido (Figura 3). O *on-grid* diz respeito a um sistema fotovoltaico conectado à rede, e que não possui o bloco de armazenamento de energia. Este trabalha paralelo à rede elétrica, da mesma forma que as usinas de energia convencionais. O *off-grid* diz respeito a um

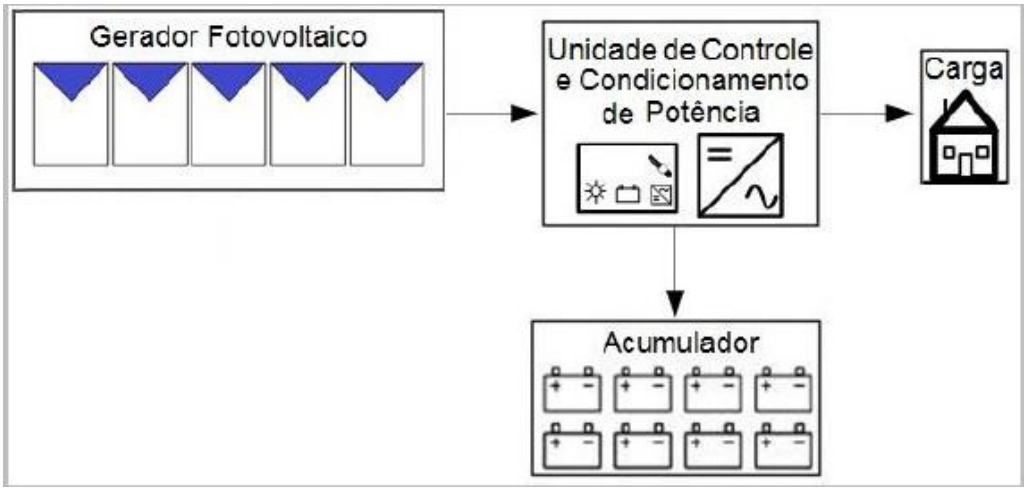
sistema que opera de forma isolada da rede elétrica e, portanto, possui necessariamente um bloco de armazenamento de energia.

Figura 1 – Esquema ilustrativo do sistema *on-grid*



Fonte: Pinho e Galdino (2014).

Figura 2 – Esquema Ilustrativo do sistema *off-grid*

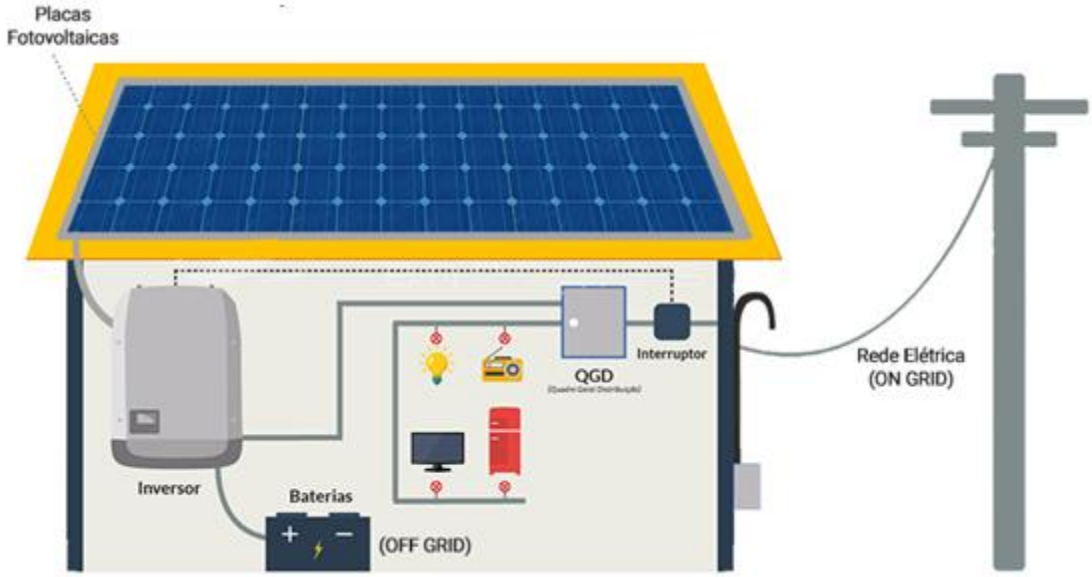


Fonte: Pinho e Galdino (2014).

O sistema híbrido possui as características do sistema *on-grid* e do sistema *off-grid*. A energia produzida pelo painel fotovoltaico, em corrente contínua, será convertida em corrente alternada pelo inversor interativo, conhecido como *grid-tied interactive inverter*. Em seguida, essa corrente será utilizada para alimentar as cargas. O inversor possui tecnologia inteligente, capaz de identificar quando a energia que vem do módulo fotovoltaico está em excesso, e neste caso, mandar essa energia excedente para a rede. Além disso, a energia gerada pelos painéis fotovoltaicos também é enviada para carregar as baterias, e aí, caso as condições da rede não

sejam adequadas, por exemplo, ocorre a transição de *on-grid* para *off-grid*, onde os equipamentos passam a ser alimentados pelas baterias. Portanto, o sistema híbrido é capaz de gerar créditos à rede, além de armazenar energia nas baterias.

Figura 3 – Esquema Ilustrativo do sistema FV híbrido



Fonte: Energia Solar Vida (2019).

2.3 Conceito de Célula Fotovoltaica

Em 1839, Becquerel descobriu o efeito fotovoltaico ao perceber que, ao iluminar uma solução ácida, ocorria uma diferença de potencial. Tal efeito foi observado também num dispositivo de estado sólido, feito a partir do Selênio, em 1876, por W. G. Adams e R.E. Day. Em 1883, C. E. Fritz fabricou e desenvolveu, com selênio, as primeiras células fotovoltaicas. Um século depois, foram produzidas as primeiras células fotovoltaicas utilizando semicondutores, feitas a partir de lâminas de silício cristalino. Estas foram as primeiras a atingirem uma eficiência de conversão de energia fotovoltaica relativamente alta para aquela época, de 6%. Desde então, a eficiência média das células fotovoltaicas feitas com lâminas de silício, tanto policristalino como mono cristalinos, que dominam o mercado atual, gira em torno de 16%. Os módulos fotovoltaicos, que são compostos por estas células, representam mais de 80% da fatia do mercado global desde os anos 2000 (PINHO; GALDINO, 2014).

2.4 Módulo Fotovoltaico

Um módulo fotovoltaico é constituído por várias células fotovoltaicas, para que estas juntas possam produzir corrente e tensão suficientes para aplicações práticas. A célula de silício, uma das principais células do mercado, possui uma tensão muito pequena, variando de 0,5 a 0,8 V. Sendo assim, é feita uma conexão em série destas, para que a tensão seja somada. Os módulos possuem encapsulamento rígido ou flexível para a proteção das células, que são muito frágeis. Os módulos podem ser arranjados em série ou paralelo, sendo que o número de células necessárias em cada módulo depende, além do arranjo destes, da tensão e corrente necessária. Na fabricação dos módulos, é importante haver casamento entre as células, já que se alguma célula tiver menor capacidade de produção de corrente, esta limitará ao seu valor a produção de corrente de todas as outras células (PINHO; GALDINO, 2014).

2.5 Baterias

As baterias eletroquímicas são excelentes armazenadores de energia e podem ser utilizadas em sistemas fotovoltaicos. Estas possuem a capacidade de transformar energia elétrica em energia potencial química, e depois, transformar a energia potencial química em energia elétrica. São classificadas em baterias primárias e secundárias. As primárias não podem ser reutilizadas para uso posterior, pois depois que fornecem a carga, não podem ser recarregadas. As baterias secundárias podem ser recarregadas, pois após fornecerem a energia elétrica, uma corrente pode ser aplicada em seus terminais para que a reação química seja invertida, e por isso, é a categoria utilizada para sistemas de geração fotovoltaicos. Dentre uma vasta gama de baterias secundárias, as mais utilizadas são as de chumbo-ácido, níquel-cadmio e lítio (GUIMARÃES et al., 2004). Embora as baterias de chumbo-ácido tenham uma eficiência menor que as de níquel-cadmio e lítio, elas possuem um custo muito menor em relação as outras baterias e por isso, são as mais utilizadas para esse tipo de aplicação no Brasil e assim, serão definidas para utilização nos sistemas de geração fotovoltaicos dimensionados neste trabalho.

2.5.1 Capacidade

A capacidade de uma bateria é dada pela unidade Ampère-hora (Ah), e indica uma quantidade de carga elétrica .

2.5.2 Profundidade de Descarga

A vida útil de uma bateria pode ser determinada por ciclos, sendo que uma descarga e uma recarga representam um ciclo. A profundidade de descarga diz respeito à quantidade de carga que foi retirada da bateria, quando ela está em um estado de plena carga. Se uma bateria tem 100 Ah a plena carga por exemplo, e 75 Ah é drenada desta bateria, então pode-se dizer que a profundidade de descarga foi de 75%. Para as baterias de chumbo ácido, quanto maior a profundidade de descarga, menor será o tempo que estas duração. Existem aplicações que não exigem baterias com alta profundidade de descarga, como as automotivas, de forma que estas têm seu tempo de duração maximizado. Contudo, para aplicação de armazenamento de energia fotovoltaica, é necessário que se utilize baterias com característica de alta profundidade de descarga (GUIMARÃES et al., 2004). Quanto maior a profundidade de descarga, menor a quantidade de ciclos que a bateria possuirá. Assim, entre duas baterias idênticas que são utilizadas diariamente em diferentes atividades, a que fornecer maior quantidade de energia por dia terá menos ciclos, isto é, menor tempo de vida útil.

3 CARACTERIZAÇÃO DA PLANTA

O objetivo deste trabalho é apresentar uma solução usando geração fotovoltaica e baterias para garantir a qualidade de energia de um empreendimento de produção de leite cuja etapa de refrigeração precisa ser mantida ou a produção de leite será perdida. Uma das etapas do projeto é caracterizar a planta que receberá o sistema fotovoltaico híbrido a ser dimensionado e, portanto, nesta seção será feita a caracterização da planta e tal caracterização conterá informações como: localização e recurso solar, consumo do empreendimento, localização do painel fotovoltaico e o *software* utilizado de apoio ao dimensionamento.

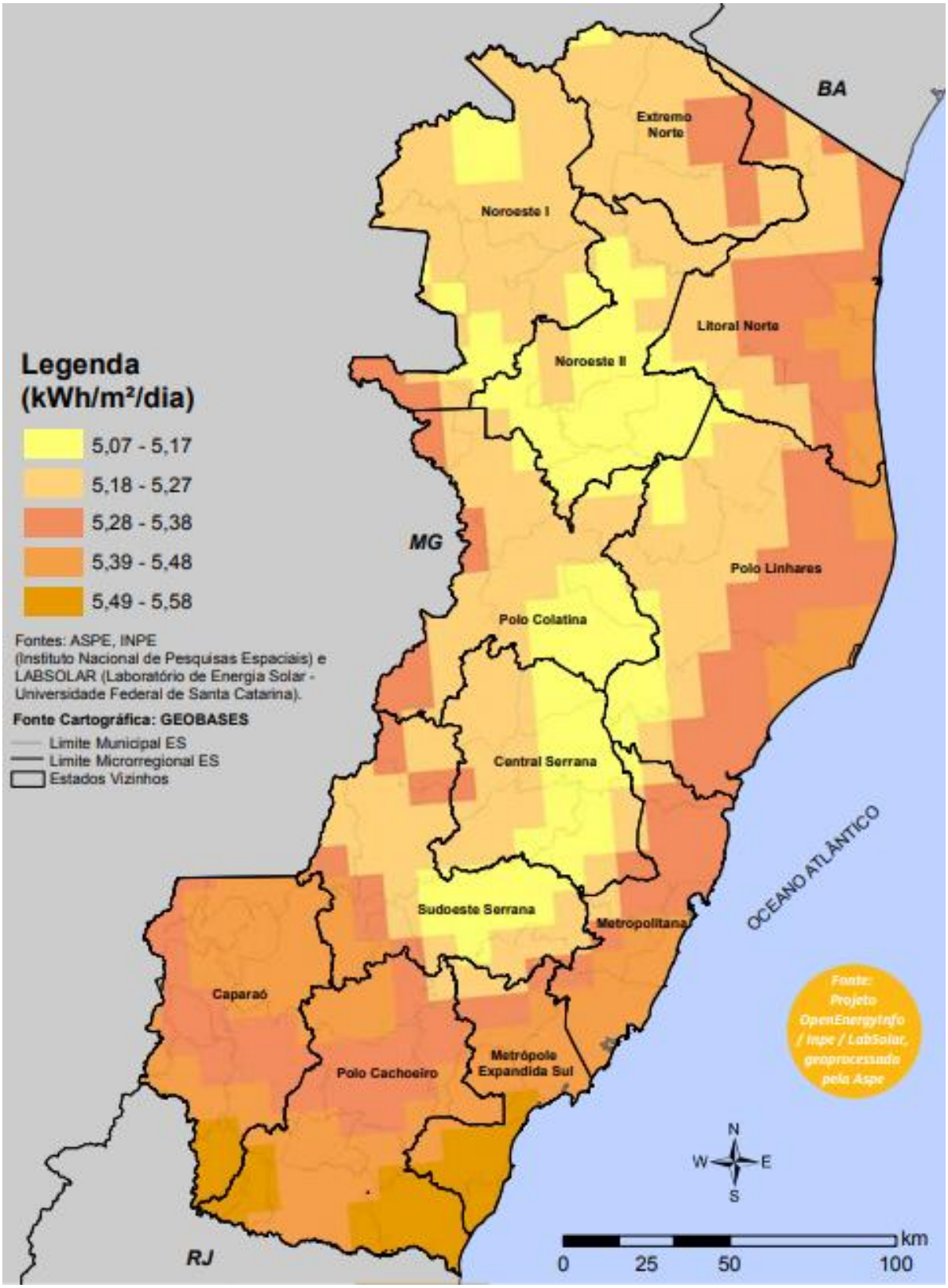
3.1 Localização do Empreendimento

O empreendimento está localizado no município de Colatina, Espírito Santo. Sua exata localização é dada pelas coordenadas 19,63º Sul e 40,45º Oeste, obtidas utilizando o programa *GoogleEarth*. Estas coordenadas permitem a obtenção de dados de irradiância que serão usados no dimensionamento do sistema híbrido.

3.2 Recurso Solar Disponível

O mapa de radiação solar do Espírito Santo, mostrado na Figura 4, mostra como é a dinâmica da radiação em cada região do estado. Usando os valores das coordenadas de localização do empreendimento no programa SunData, desenvolvido pelo Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio de Salvo Brito (CRESESB), foram obtidos dados de irradiação diária mensal, para inclinações de plano horizontal (0º Norte) e ângulo igual à latitude (20° Norte), ilustrados no Quadro 2.

Figura 4 – Mapa de irradiação solar no Espírito Santo



Fonte: Agência de Serviços Públicos de Energia do Estado do Espírito Santo (2013).

Quadro 2 – Irradiação solar diária média mensal (kWh/m^2.dia)

	Inclinação	jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez	média
Plano horizontal	0º N	5,97	6,3	5,3	4,54	3,9	3,7	3,7	4,9	4,76	4,93	4,94	5,8	4,84
Ângulo igual a latitude	20º N	5,42	6	5,4	5,01	4,6	4,5	4,5	4,9	4,99	4,8	4,58	5,2	4,99

Fonte: Centro de Pesquisa de Energia Elétrica e Centro de Referência para Energia Solar e Eólica (2019).
Nota: Adaptado pelo autor.

Segundo Pinho e Galdino (2014), para maior aproveitamento da irradiação solar, os módulos devem ser instalados com ângulos de inclinação que variam de acordo com a latitude local, como pode ser visto no Quadro 3.

Quadro 3 – Ângulos de inclinação recomendados para módulos fotovoltaicos dada a latitude local

Latitude geográfica do local	Ângulo de inclinação recomendado
0° a 10°	α = 10°
11° a 20°	α = latitude
21° a 30°	α = latitude + 5°
31° a 40°	α = latitude + 10°
41° ou mais	α = latitude + 15°

Fonte: Pinho e Galdino (2014).
Nota: Adaptado pelo autor.

O ângulo da latitude correspondente à área geográfica onde será realizado o projeto é 20° N então, de acordo com o Quadro 3, o ângulo de inclinação dos módulos fotovoltaicos, será igual à latitude. Como a captação de irradiação solar pelos módulos fotovoltaicos é maior quando estes estão voltados para o norte geográfico, no hemisfério sul (MARINOSKI; SALAMONI; RUTHER, 2004), e o telhado do empreendimento já está inclinado para o norte geográfico, não será necessário fazer outras modificações quanto à inclinação dos módulos.

3.3 Consumo do Empreendimento

O projeto do sistema tem como objetivo assegurar o fornecimento de energia elétrica de qualidade sempre que for necessário, para o refrigerador. A produção que será beneficiada está localizada no município de Colatina, no bairro São Córrego Gabriel. A instalação pertence à subclasse residencial rural, ao subgrupo B2. O tipo de fornecimento é bifásico. A modalidade tarifária é a convencional e a tensão nominal é 220 V.

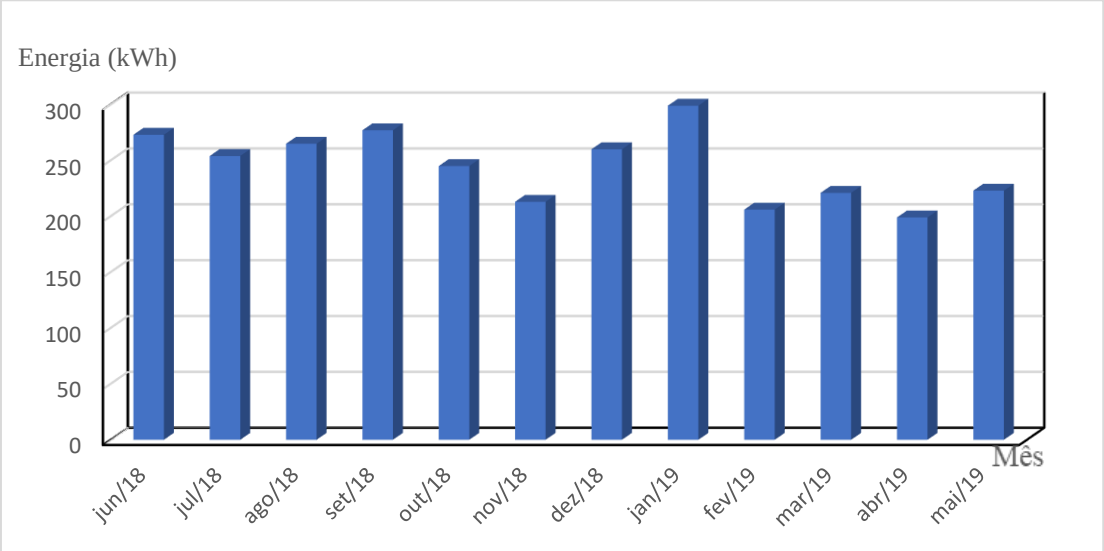
O Quadro 4 e o Gráfico 1 referem-se à análise do período de 12 meses de consumo entre junho de 2018 e maio de 2019. Os dados utilizados foram retirados das contas de energia elétrica referentes à instalação, fornecidas diretamente pelo produtor de leite. O consumo médio mensal foi de 244,583 kWh, e, portanto, 8,12 kWh de consumo médio diário e 2.935 kWh anuais. O sistema fotovoltaico é classificado como microgeração por ter a potência instalada menor que 75 kW (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2012).

Quadro 4 – Consumo mensal de energia da instalação em 2018/2019

Mês	**Consumo Mensal (kWh)**
jun/18	273
jul/18	254
ago/18	265
set/18	277
out/18	245
nov/18	213
dez/18	260
jan/19	299
fev/19	206
mar/19	221
abr/19	199
mai/19	223

Fonte: Produção do próprio autor.

Gráfico 1 – Consumo mensal de energia no período de junho de 2018 a maio de 2019



Fonte: Produção do próprio autor.

3.4 Local do Empreendimento para Implantação do Sistema Fotovoltaico

O local onde ficam os equipamentos de produção (refrigerador e ordenhadeira) possui um telhado com 5 metros de largura por 5 metros de comprimento, o que disponibiliza uma área de 25 metros quadrados para alocação dos módulos fotovoltaicos. O telhado está inclinado para o norte geográfico e, portanto, não será necessário nenhum ajuste na inclinação dos módulos em sua instalação. Além da posição adequada, a escolha do telhado também foi feita considerando um importante fato: caso os módulos se encontrem no solo, há risco de que sejam vandalizados ou danificados sem intenção já que o local está em uma propriedade em que não há cercas para restrição de circulação.

3.5 O *Software*

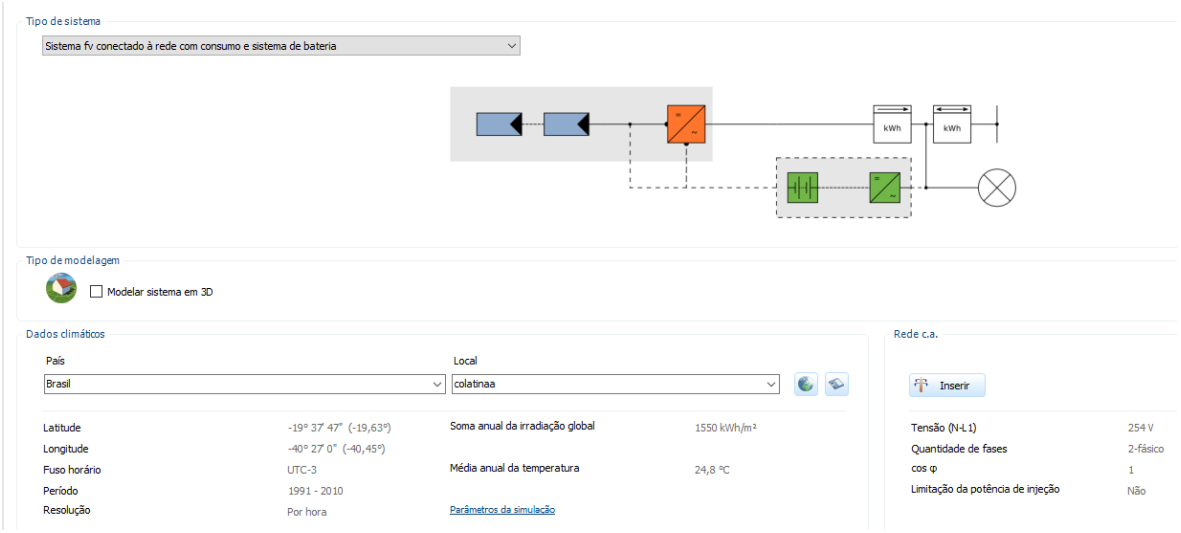
Existem diversos *softwares p*ara realizar o dimensionamento do sistema fotovoltaico. Neste projeto, utilizou-se o PV SOL, desenvolvido pela empresa alemã *Valentin Software*. A empresa é consolidada no ramo de desenvolvimento deste tipo projeto (VALENTIN SOFTWARE GMBH, 2020).

O PV SOL apresenta todas as funções necessárias para o dimensionamento de um sistema fotovoltaico de forma bastante simples e intuitiva e possui vasto banco de dados para escolha de módulos solares e inversores das marcas mais populares do mundo. Pode ser obtido de forma gratuita limitada por 30 dias.

3.6 Inserção dos Dados Base no *Software*

Os dados obtidos nas análises de demanda de energia e recurso solar disponível foram inseridos na primeira etapa de dimensionamento, como mostrado na Figura 5. O tipo de sistema inserido foi o conectado à rede com consumo e sistema de bateria, já que será híbrido. Como os dados climáticos locais não estavam no banco de dados do *software*, estes foram inseridos manualmente. Para a rede c.a. local, foi selecionada a tensão de linha de 254 V com 2 fases, conforme os dados da conta de energia elétrica da empresa.

Figura 5 – Configuração de tipo de sistema, clima e características de conexão na rede elétrica



Fonte: *Valentin Software GMBH* (2020).

4 DIMENSIONAMENTO DO BANCO DE BATERIAS

Para o dimensionamento do sistema híbrido, foram considerados diferentes cenários com a finalidade de se determinar a configuração do sistema que trará maior benefício para o produtor. Esta análise de cenários será feita em duas etapas: a primeira etapa envolvendo a análise da configuração de baterias que trará o melhor custo-benefício, e a segunda etapa que envolve a análise do sistema fotovoltaico, baterias e rede. A determinação do tempo de autonomia máximo do banco de baterias baseou-se nos relatos dos residentes sobre o histórico do tempo máximo que a energia fornecida pela rede é inadequada. De acordo com as informações, o fornecimento de energia permanece inadequado uma vez por mês em média, por até dois dias seguidos nos casos mais graves. A partir disso, assumiu-se que 48 horas seria o critério de tempo máximo de autonomia das baterias, a ser utilizado para a análise de diferentes cenários.

Na primeira etapa, foram criados 2 cenários, com 2 subdivisões cada. No primeiro cenário, subdividido em Cenário 1.1 e Cenário 1.2, será considerado que as condições climáticas durante a falta serão favoráveis, sendo estas condições as mais prováveis, onde os dias seguirão ensolarados. O Cenário 1.1 não considerará a utilização do banco de baterias diariamente, e o Cenário 1.2, sim. No segundo cenário, subdividido em Cenário 2.1 e Cenário 2.2, será considerado que nos dias de falta as condições climáticas serão as menos prováveis de ocorrer, sendo estas desfavoráveis. Sem a presença da irradiação solar próxima do ideal e o sistema trabalhando de forma isolada, as baterias devem ser dimensionadas para fornecer energia durante dois dias seguidos. O Cenário 2.1 visa o fornecimento de energia pela bateria apenas enquanto durar a falta. O Cenário 2.2 visa o fornecimento de energia pelas baterias para o sistema todos os dias, durante o horário de ponta, além do fornecimento nos dias de falta de energia elétrica. Na segunda etapa, será feita a análise de dois cenários, envolvendo o sistema fotovoltaico híbrido completo. O primeiro cenário será focado na análise de dimensionamento de um sistema que, além da gerar energia no período de falta, usará o excedente da geração para abater parte da conta de energia elétrica da instalação. O segundo Cenário será focado na análise do dimensionamento apenas para geração de energia no período de falta.

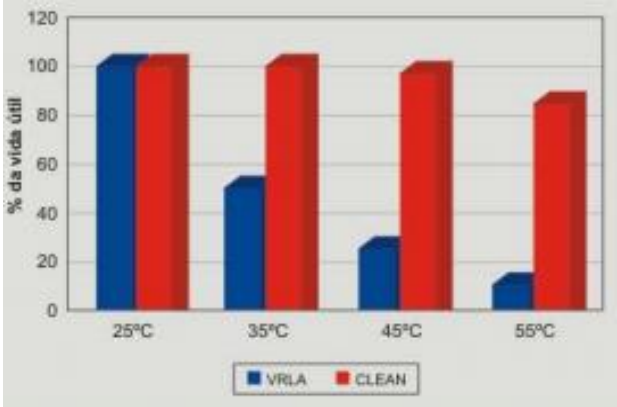
4.1 Análise do Banco de Baterias

Neste projeto, considerou-se que o tempo máximo de duração de uma falta ou da qualidade inadequada da energia da rede elétrica será de dois dias, com frequência de ocorrência equivalente a uma vez por mês e que poderá ainda não haver geração fotovoltaica nestas condições portanto, os casos analisados foram dimensionados de acordo. O fornecimento de energia durante os dias de falta, a partir das baterias, será denominado como compensação de emergência mensal.

A instalação, que receberá o sistema fotovoltaico híbrido, possui um único elemento que não pode parar de funcionar: o refrigerador. Assim, o dimensionamento do banco de baterias será direcionado para este elemento apenas. O consumo médio diário da instalação é de 8,12 kWh, sendo que o consumo do refrigerador representa 90% do consumo total, ou seja, 5,85 kWh/dia. Optou-se por utilizar baterias modelo 12MF220, da marca Moura *Clean*, pois é uma marca consolidada no mercado brasileiro, do tipo chumbo-ácido selado com manta de fibra de vidro absorvente (AGM, do inglês *absorbent glass mat*). Foi realizada uma pesquisa em diversos revendedores *on-line* de baterias desse modelo, e chegou-se a um preço médio de R$ 1.200,00 a unidade. Este tipo de bateria possui maior popularidade atualmente, é mais em conta em relação a outros tipos, e possui alta resistência contra temperaturas até 45ºC, como pode ser visto no Gráfico 2 que compara o desempenho de dois tipos de baterias da marca Moura. Como a temperatura máxima de Colatina não passa de 33ºC, como pode ser visto na Quadro 5. Assim, considerado que a temperatura não terá efeitos negativos em relação à vida útil das baterias. Além disso, a temperatura influencia na quantidade de autodescarga mensal da bateria, e essa autodescarga varia entre 5% e 30% para baterias de chumbo-ácido, onde 5% equivale a uma autodescarga em condições ideais de temperatura igual a 25ºC (PINHO; GALDINO, 2014). Para o projeto foi assumida uma autodescarga de 5%.

O Gráfico 3 apresenta a relação entre números de ciclos e profundidade de descarga para a bateria escolhida. Como pode ser visto neste, a autodescarga de 5% considerada não influenciará na vida útil das baterias mesmo considerando que a duração estimada para o projeto é de 25 anos. A bateria utilizada neste projeto pode fornecer no máximo 80% de sua capacidade máxima, que é o limite da profundidade de descarga, como pode ser visto no Gráfico 3.

Gráfico 2 – Relação entre vida útil e temperatura da bateria



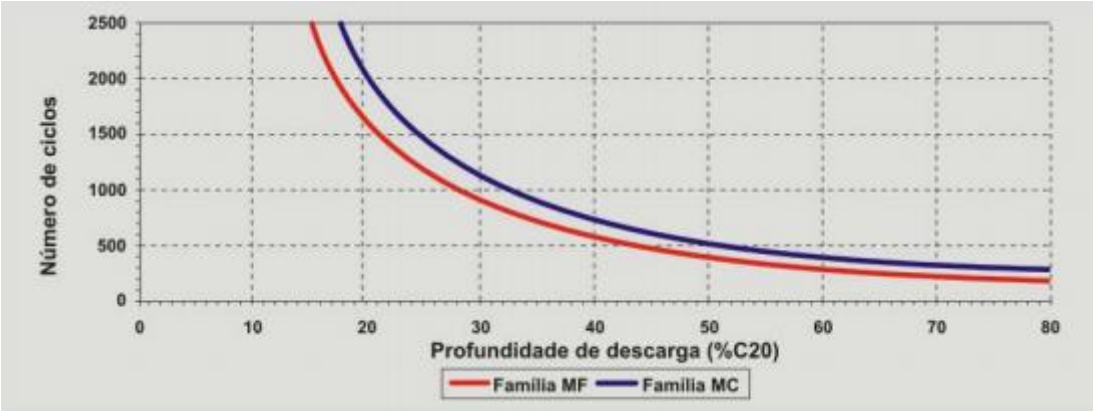
Fonte: Moura (2019).

Quadro 5 – Dados climáticos da cidade de Colatina

	jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez
Temperatura média (ºC)	26,6	26,7	26	24,4	23	22	22	22,6	23,5	24,5	25,2	25
Temperatura mínima (ºC)	21,4	21,4	20,6	19	17,3	16,3	16,4	17,3	18,7	19,9	20,6	20,1
Temperatura máxima (ºC)	31,9	32,1	31,4	29,8	28,7	27,7	27,6	27,9	28,4	29,2	29,9	30
Chuva (mm)	175	89	119	71	47	28	36	40	54	123	190	200

Fonte: *Climate Data* (2019).

Gráfico 3 – Ciclos x Profundidade de descarga



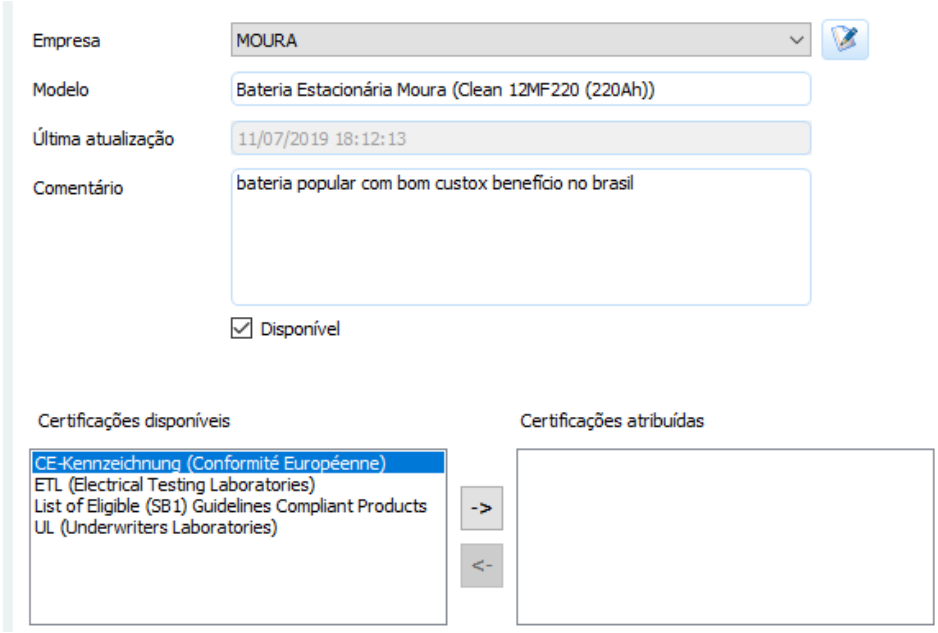
Fonte: Moura (2019).

Outro fator a ser considerado é a tensão nominal de saída das baterias, pois será relevante na escolha do inversor. Atualmente, baterias ou bancos com tensões de 12 V, 24 V ou 48 V são as mais indicadas na hora de se planejar um gerador fotovoltaico, pois a maioria dos inversores comercializados atualmente possuem uma dessas tensões de conexão com banco de baterias, e

o modelo de bateria escolhido possui tensão nominal de saída igual a 12 V. Como os inversores comerciais para uso em sistemas FV em geral exigem uma conexão de 24 V com as baterias, estas serão utilizadas em bancos de pares de baterias em série.

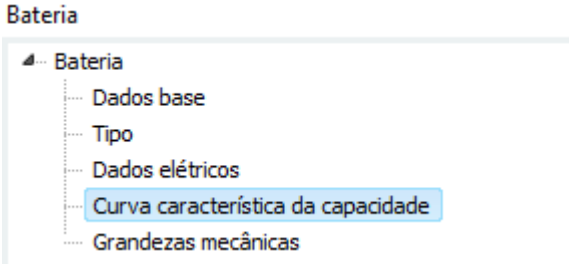
O banco de dados do PV SOL não possui este modelo de bateria e, portanto, o modelo escolhido foi adicionado de forma manual, como mostrado nas Figura 6, Figura 7 e Figura 8. Os dados de parâmetros utilizados foram retirados do *datasheet* deste modelo de bateria, que se encontra no ANEXO A.

Figura 6 – Customização de bateria



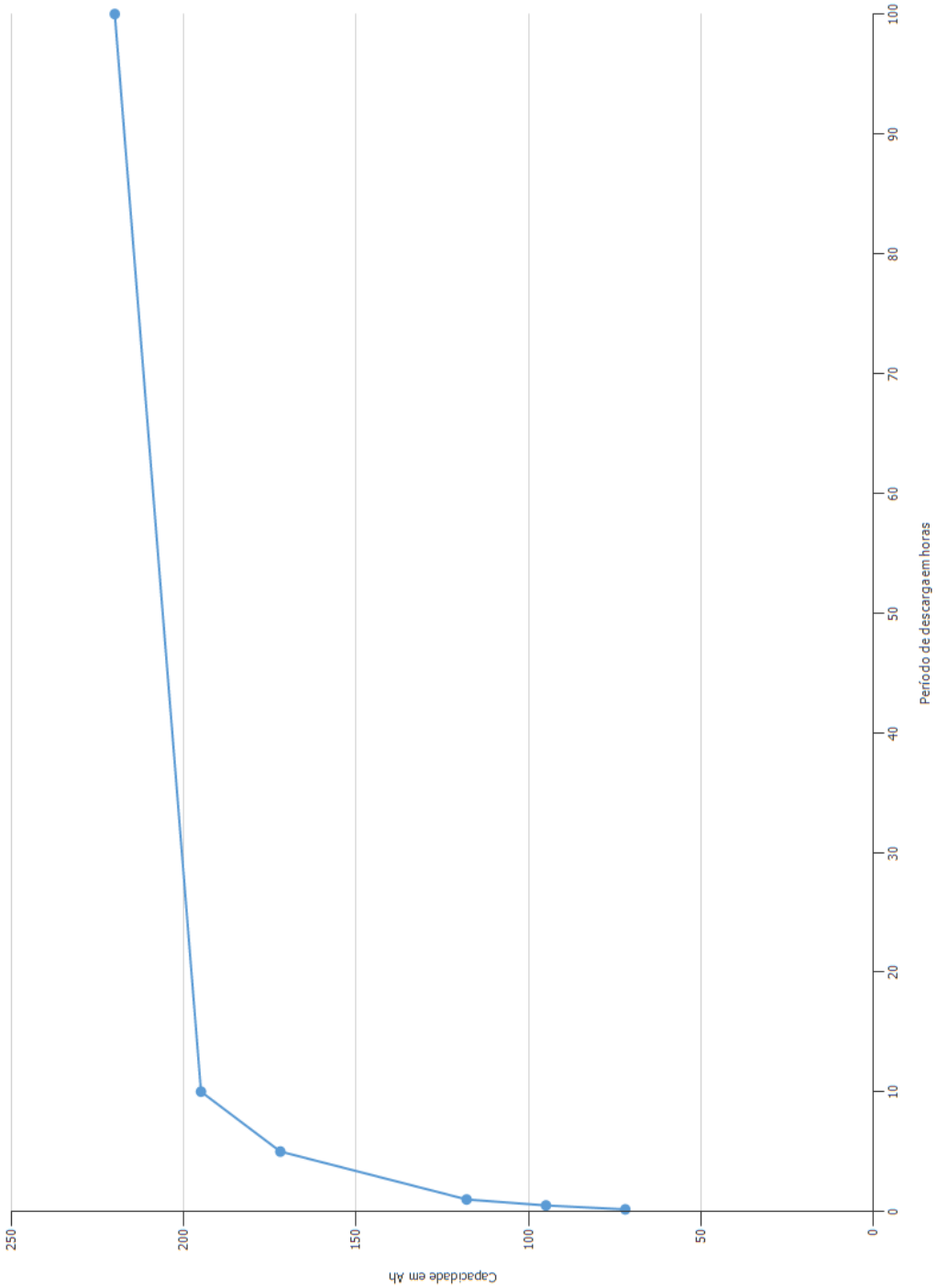
Fonte: *Valentin Software GMBH* (2020).

Figura 7 – Interface para inserção de dados relativos à bateria



Fonte: *Valentin Software GMBH* (2020).

Figura 8 – Parametrização de descarga x capacidade



Período de descarga e	Capacidade e
0,1666666666	72
0,5	95
1	118
5	172
10	195
100	220

Fonte: *Valentin Software GMBH* (2020).

4.2 Definição dos Cenários Envolvendo Banco de Baterias e Dimensionamento

Para esta análise, foi necessária a criação de cenários com diferentes configurações para que assim seja atingido o objetivo de se obter um sistema com o melhor custo-benefício. Foram utilizados dois critérios para definição dos cenários: Condições climáticas do dia e possibilidade de utilização do banco de baterias todos os dias, durante o intervalo das 18 às 21 horas (horário de ponta). O critério de condições climáticas diz respeito aos dias que apresentarem condições favoráveis, ou não, de acordo com a disponibilidade solar. O critério de utilização diária das baterias foi utilizado pois, caso o produtor opte por utilizar a tarifa branca de energia, este se beneficiará, já que a energia consumida no horário de ponta poderia vir das baterias, e assim, a energia consumida da rede elétrica sempre seria em horário de fora ponta.

Utilizando estes critérios, foram criados 4 cenários. Nos Cenários 1.1 e 1.2, será considerado que durante o período que o fornecimento de energia a partir da rede elétrica é inadequada, as condições climáticas serão sempre favoráveis, de forma que haverá fornecimento de energia elétrica a partir dos módulos fotovoltaicos durante as 11 horas ensolaradas do dia. Desta forma, o Cenário 1.1 somente considerará a utilização do banco de baterias durante o período de 13 horas noturno. O Cenário 1.2 considerará que além do uso do banco de baterias à noite, este também será usado todos os dias durante o período de ponta, entre 18 e 21 horas. Nos Cenários 2.1 e 2.2, será considerado que nos dias de falta que caracteriza uma compensação emergencial, as condições climáticas serão as menos prováveis de ocorrer, sendo estas desfavoráveis, sem a presença da irradiação solar próxima do ideal.

4.2.1 Cenários 1.1 e 1.2 para Banco de Baterias

Nos Cenários 1.1 e 1.2 há a possibilidade de falta ou condição inadequada da qualidade de energia da rede com duração de 2 dias, funcionamento da instalação isolada da rede e operação de compensação emergencial. As condições climáticas são favoráveis, ou seja, haverá geração fotovoltaica.

A partir das condições de operação de compensação emergencial, para os Cenários 1.1 e 1.2, o banco de baterias será dimensionado para autonomia de apenas uma noite. O sistema de baterias forneceria a energia necessária para que o refrigerador funcione sem parar durante a noite e o

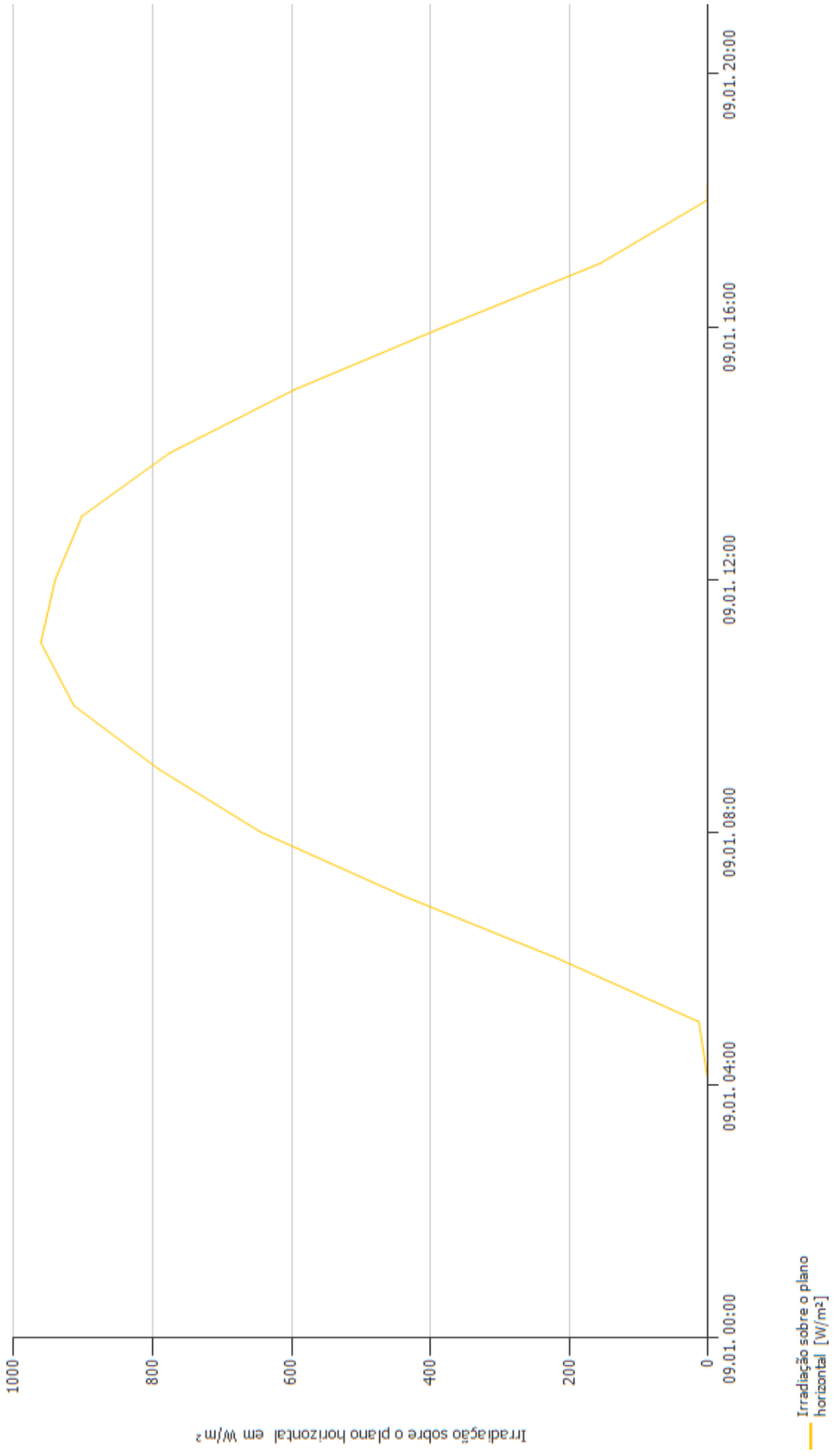
painel fotovoltaico forneceria de dia tanto a energia para o refrigerador quanto para a bateria. Estes cenários são os que apresentam as configurações com menor tempo de autonomia de baterias: no período diurno, os módulos fotovoltaicos ou a rede elétrica forneceriam energia para alimentação do refrigerador. Só no período noturno, a bateria deve ser capaz de suprir a energia necessária para o refrigerador. De acordo com o *datasheet* do módulo fotovoltaico utilizado, uma irradiação acima de 200 W/m^2 possui eficiência de 96% em relação à potência gerada quando a irradiação é de 1000 W/m^2. Foi simulada a curva média de irradiação diária, para o local da instalação do sistema fotovoltaico, no PV SOL, e como pode ser visto no Gráfico 4, a irradiação é maior que 200 W/m^2 no período de 6 horas até 17 horas (11 horas). Para o cenário de sistema completo, que é dimensionado para abater 90% do consumo de energia, o período em que o refrigerador consumirá diretamente dos módulos fotovoltaicos será então de 11 horas, pois 96% de eficiência relativa é mais que suficiente para que o refrigerador continue em operação.

O Cenário 1.1 diz respeito à configuração do banco de baterias para fornecer energia somente quando for necessária a compensação de emergência. Diariamente, a energia consumida pelo refrigerador é de 5,85 kWh e, portanto, 13 horas de consumo (período noturno) correspondem à 2,68 kWh, ou seja, o banco de baterias para este caso deverá ter uma capacidade igual ou maior que 2,68 kWh.

Para a capacidade maior ou igual à 2,68 kWh, o *software* PV SOL calculou um banco com 2 baterias, equivalentes à 3,2 kWh de capacidade. Isto significa que a autonomia desse banco é de aproximadamente 13,12 horas de fornecimento contínuo.

Uma descarga da bateria para compensação de emergência, que terá a duração máxima de 13 horas por noite de falta, utilizará 2,68 kWh do banco de baterias. Isto equivale a uma profundidade de descarga de 67%, ou seja, a bateria é capaz de suportar para esta profundidade de descarga até 300 ciclos, como pode ser visto anteriormente no Gráfico 3. Como já constatado, será considerado que as compensações de emergências ocorrerão pelo menos uma vez por mês. Assim, 300 ciclos equivalem a 12,5 anos aproximadamente. Como esse cálculo foi realizado considerando que a bateria vai ser usada por 13 horas em cada uma das 2 noites de falta, onde cada noite que for utilizada será considerada um ciclo, e o projeto foi feito para 25 anos de duração, será considerado que as baterias serão trocadas apenas uma vez.

Gráfico 4 – Curva média de irradiação diária



Fonte: *Valentin Software GMBH* (2020).

O Cenário 1.2 diz respeito ao fornecimento de energia pelo banco de baterias no horário de pico além do fornecimento de energia no regime de compensação de emergência mensal. Uma descarga com duração de 3 horas, 18 às 21 horas, equivale aproximadamente a uma utilização de 0,73 kWh da capacidade do banco de baterias, isto é, 22,8% de profundidade de descarga. De acordo com o Gráfico 3, esse valor equivale à 1500 ciclos, ou seja, as baterias teriam, nesse caso, aproximadamente 4 anos de duração. Em 25 anos, considerando também uma troca de banco de baterias pelos ciclos relativos às compensações de emergências, as baterias teriam que ser trocadas 7 vezes.

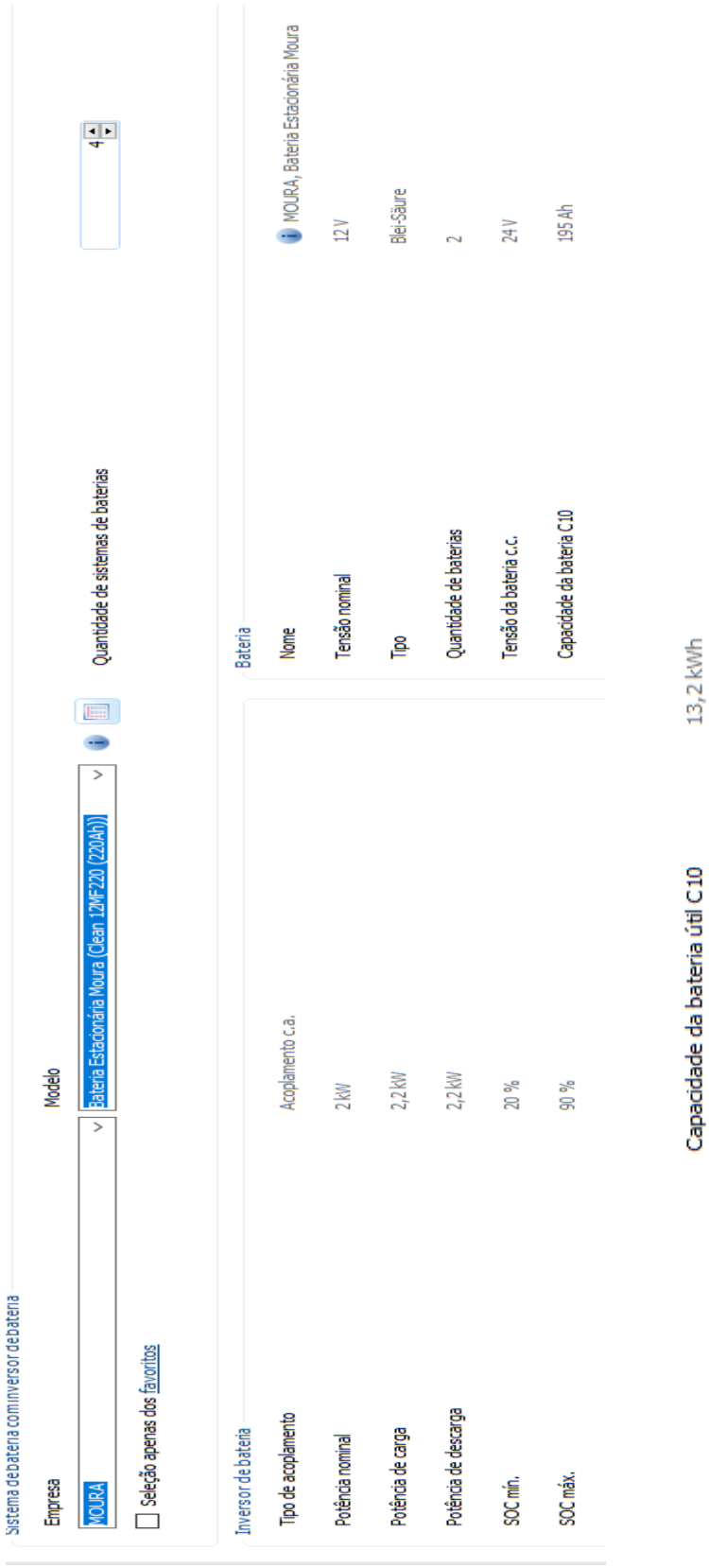
4.2.2 Cenários 2.1 e 2.2 para Banco de Baterias

Os cenários 2.1 e 2.2 serão relativos ao dimensionamento de um banco de baterias com a capacidade de autonomia para dois dias de fornecimento de energia continua, ou seja, o sistema de baterias deverá ter capacidade para fornecer no mínimo a quantidade de energia que o refrigerador consome em dois dias, que é de 11,7kWh pois, não há fornecimento nem da rede, nem do painel fotovoltaico. No Cenário 2 as condições climáticas são desfavoráveis à geração fotovoltaica.

Utilizando o mesmo modelo de bateria do Cenário 1, o *software* simulou 8 baterias, sendo um sistema com quatro bancos em que cada um possui duas baterias em série, com capacidade total de 13,2 kWh, como pode ser visto na Figura 8. As características do banco de baterias definidos para o Cenário 2 podem ser observadas na Figura 9.

O Cenário 2.1 diz respeito a um banco de baterias com autonomia de 2 dias, fornecendo energia a partir das baterias apenas para compensação de emergência. Este deve ser capaz de fornecer 11,7 kWh em uma única descarga, uma vez a cada mês. O fornecimento de 11,7 kWh equivale, para a bateria, a uma profundidade de descarga de 88,6%. Como pode ser visto no Gráfico 3 apresentado anteriormente, o número de ciclos que este banco terá é de aproximadamente 300, que equivale a aproximadamente 25 anos. Assim, não haverá necessidade de troca desse sistema de baterias.

Figura 9 – Interface de informações relativa à bateria selecionada



Fonte: *Valentin Software GMBH* (2020).

O Cenário 2.2 diz respeito ao fornecimento de energia a partir das baterias em horário de ponta, além da descarga de compensação mensal. Como o consumo do refrigerador é considerado constante, haverá uma descarga diária da bateria equivalente à 12,5% do consumo diário do refrigerador, ou seja, 0,9 kWh/dia que equivale a 7% de profundidade de descarga. Contudo, para este projeto, o produtor optou à época pela tarifa convencional e, portanto, não se beneficiará de pagar pela energia da rede elétrica apenas no horário de fora ponta. Mesmo assim, a escolha do horário foi mantida pois há a possibilidade de mudança de tarifa neste empreendimento, e até mesmo para que outros produtores que utilizem modelos de tarifa que envolvam horário de ponta e fora ponta tenham esta possibilidade em aberto, diminuindo assim seus gastos com energia elétrica.

Analisando novamente a Figura 3, é possível observar que 7% da profundidade de descarga é irrelevante para o tempo de vida das baterias neste projeto de 25 anos, e, portanto, é uma adição natural ao cenário 2.1.

4.3 Conclusão do Dimensionamento de Baterias

No Cenário 1, o não acionamento diário das baterias é mais econômico que o sistema com acionamento diário, de forma que a configuração 1.1 terá um balanço financeiro em torno de R$ 4.635,04, e o balanço da configuração 1.2 será de R$ 18.568,04. O cálculo leva em consideração o valor unitário das baterias, a quantidade de trocas e a economia de energia com tarifas e impostos. As configurações que utilizam a bateria diariamente, naturalmente têm maior economia neste quesito. A diferença grande entre os balanços se deve a alguns motivos importantes: o fato de a tarifa ser convencional (de forma que o produtor não se beneficia da utilização de energia apenas em horário fora ponta), assim como o sistema ser classificado como microgeração, pois quanto menor a potência instalada menor será o retorno do investimento, além disso, caso o uso seja constante, haverá aumento no número de trocas de baterias. Isso se deve ao fato de a capacidade do banco de baterias deste cenário ser pequena, fazendo com que a energia fornecida nas 3 horas do horário de ponta tenha um grande valor de descarga, o que está diretamente ligado a vida útil destas baterias.

Baterias com autonomia de dois dias, recomendadas para suprir eventual falha no fornecimento de energia elétrica da rede em seu pior caso, possuem a vantagem de garantir alta confiabilidade para o sistema, já que considera todas as possibilidades climáticas, incluindo a possibilidade mais improvável: uma falta que duraria dois dias inteiros, completamente nublados, o que é considerado no Cenário 2. Outra vantagem, é que essas baterias podem ser utilizadas diariamente por aproximadamente 3 horas, preferencialmente no horário de ponta, para reduzir a conta de energia, já que o uso diário não afetará o período de manutenção das baterias, como visto anteriormente. Diferente do banco de baterias do Cenário 1, o banco do Cenário 2 possui maior capacidade de fornecimento de energia e, como consequência, não sofrerá impacto em sua vida útil. Contudo, a desvantagem vista na análise do Cenário 2 é o custo do investimento, que é muito superior em relação à configuração dimensionada para gerar apenas quando os módulos fotovoltaicos não estão gerando, no período noturno, durante a falta, como é o caso do Cenário 1. Além disso, a tarifa deste projeto é a convencional, tirando outra vantagem que um banco maior de baterias poderia trazer. Portanto, a desvantagem do Cenário 1 em relação ao 2 é: Se a falta durar dois dias seguidos, e durante o dia o céu estiver completamente nublado fazendo assim com que o banco de baterias não seja carregado completamente durante o dia pelos módulos fotovoltaicos, então haveria consequentemente a perda da produção de leite daquele dia e a eventual perda do refrigerador, dependendo da falta. Contudo, esse cenário é improvável considerando a região na qual o empreendimento se localiza e as médias de temperaturas e quantidade de chuva mensais, como pode ser visto na Quadro 5. Dimensionar um sistema para o pior caso torna o projeto inviável financeiramente (PINHO; GALDINO, 2014). Os custos para cada configuração podem ser vistos no Tabela 1, de forma que configuração com o melhor custo/benefício é a do Cenário 1.1.

Tabela 1 – Composição de custos com sistemas de baterias

Configurações	**Cenário 1.1**	**Cenário 1.2**	**Cenário 2.1**	**Cenário 2.2**
Quantidade de baterias	2	2	8	8
Preço unitário (R$)	1.200,00	1.200,00	1.200,00	1.200,00
Troca de baterias em 25 anos	1	7	0	0
Economia com energia em 25 anos (R$)	141,65	631,96	261,50	751,81
Balanço total (R$)	**4.658,35**	**18.568,04**	**9.338,50**	**8.848,19**

Fonte: Produção do próprio autor.

5 DIMENSIONAMENTO DO SISTEMA FOTOVOLTAICO

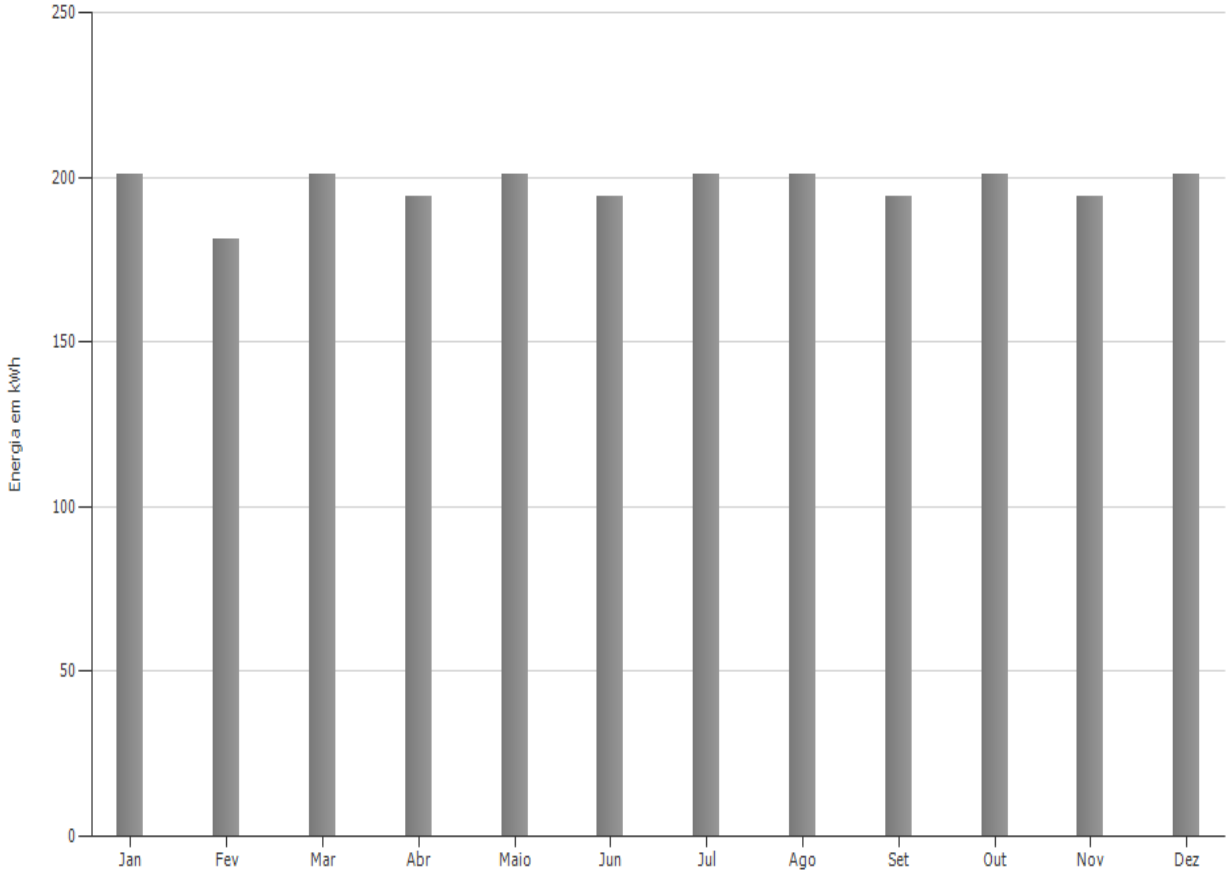
Esta etapa terá como objetivo fazer uma análise de dois diferentes cenários para sistema de geração híbrido, envolvendo módulos, baterias e rede elétrica, para definir qual deles será adotado como sistema para a empresa produtora de leite. Para este fim, será feita primeiro uma avaliação do consumo da instalação e uma análise financeira. Em seguida, será feita a definição de cada cenário que se pretende analisar. A análise dos cenários incluirá o dimensionamento dos módulos fotovoltaicos e inversores que serão utilizados em cada. Além disso, também será dimensionado e analisado um sistema de geração fotovoltaico autônomo, envolvendo apenas as baterias e os módulos fotovoltaicos, sem a influência da rede elétrica. Por fim, será feita a definição do cenário que será de fato utilizado, o qual deve possuir o melhor custo-benefício dentre os 3 analisados. Os custos dos componentes de cada sistema dimensionado, necessários para a análise econômica, foram obtidos após pesquisas *on-line* em diversos *sites* de revendedores e fabricantes.

5.1 Consumo da Instalação

O consumo de energia mensal da instalação é de 244,5 kWh, que é o valor médio que a empresa produtora de leite consome atualmente neste estabelecimento.

De acordo com a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), mesmo que seja gerado energia equivalente à energia consumida pela rede elétrica, a conta de energia nunca será zero. O consumidor deverá pagar a parte relativa à disponibilidade, que no caso de microgeração bifásica, será a quantia referente à 50 kWh. Portanto, a melhor maneira de dimensionar o sistema é para que gere no máximo 194,5 kWh. A Figura 10 é resultado da simulação do consumo já considerando a disponibilidade.

Figura 10 – Consumo mensal de energia da instalação considerando a disponibilidade



Fonte: *Valentin Software GMBH* (2020).

5.2 Análise Financeira

O investimento total do produtor incluirá os custos dos equipamentos do sistema e custos com implantação e manutenção do sistema. Os custos dos equipamentos foram obtidos a partir de pesquisa para obtenção dos custos médios praticados pelo mercado brasileiro. O custo da mão de obra capacitada para a instalação de um sistema fotovoltaico de 2,01 kWp é de R$ 4.500,00 (PORTAL SOLAR, 2018). O custo de manutenção anual do sistema é de aproximadamente 1% do investimento inicial em média (WEILLER, 2018).

Para esta análise, foram avaliados o período de *payback* para o investimento, taxa interna de retorno (TIR), e o valor presente (VP) do rendimento financeiro nos anos subsequentes, com o auxílio da planilha eletrônica *LibreOffice Calc*.

O *payback* é utilizado para verificar o tempo de retorno do investimento total, além do lucro que o projeto poderá gerar até o fim de sua vida útil, que foi estabelecida em 25 anos. Este método tem como objetivo a obtenção do tempo que o projeto levará para pagar seu investimento inicial, e levará em consideração a variação do valor da moeda no decorrer do tempo. Segundo Abreu Filho (2007, p. 78), "O critério consiste em somar os valores dos benefícios obtidos pela operação do projeto. O período *payback* é o tempo necessário para que esses benefícios totalizem o valor do investimento feito.".

A TIR é o parâmetro que se utiliza como forma de comparação entre investimentos. O cálculo da TIR pode ser feito de acordo com a equação mostrada na equação (1) e apresenta o rendimento do período definido, considerando cada fluxo de caixa (DASSI et al., 2015). Na planilha eletrônica, utilizou-se a função =TIR(). Para este projeto, a comparação para determinar se o investimento é atrativo ou não, será o tesouro prefixado com juros semestrais para retirada em 2031, sendo este o título prefixado com maior prazo de investimento para retirada, como pode ser visto no Quadro 6, que representa as taxas e preços de títulos do tesouro do Brasil. Diferente dos títulos indexados ao IPCA e indexados à taxa Selic, os títulos prefixados possuem taxas de rendimentos ao ano invariáveis e por isso foram objetos de interesse.

$$0 = \sum_{N=0}^{N} \frac{FC_n}{(1 + TIR)^n} \tag{1}$$

Para análise da TIR e do *payback*, é considerado o valor presente. O valor presente é um método que traz para a atualidade o valor de cada investimento, que pode ser visto como fluxo de caixa (FC), durante a duração do projeto. A TIR utiliza como taxa de juros a taxa mínima de atratividade (TMA), parâmetro representado por "i", como pode ser visto na equação (2). A TMA para este projeto foi definida em 4%, valor que se encontra acima da inflação projetada para os próximos anos, que é de 3,25% (HOMERO, 2020), de forma que há uma margem de segurança de quase 1%. Na planilha eletrônica, utilizou-se a função =VP() e =VPL(). A função VPL calcula a soma de todos os valores do fluxo de caixa de cada período trazidos para o presente por VP. Desta forma, obtém-se o VPL ao final do investimento, determinando assim a margem de lucro ao final da vida útil do projeto, considerando-se o valor do dinheiro no tempo.

Quadro 6 – Taxas e preços de títulos públicos do tesouro direto

Título	Vencimento	Taxa de Rendimento (% a.a.)	Valor Mínimo (R$)	Preço Unitário (R$)
Indexados ao IPCA				
Tesouro IPCA+ 2026	15/08/2026	IPCA + 4,10	51,23	2.561,87
Tesouro IPCA+ 2035	15/05/2035	IPCA + 4,64	33,39	1.669,99
Tesouro IPCA+ 2045	15/05/2045	IPCA + 4,64	31,87	1.062,39
Tesouro IPCA+ com Juros Semestrais 2030	15/08/2030	IPCA + 4,19	38,25	3.825,33
Tesouro IPCA+ com Juros Semestrais 2040	15/08/2040	IPCA + 4,64	39,14	3.914,94
Tesouro IPCA+ com Juros Semestrais 2055	15/05/2055	IPCA + 4,68	41,26	4.126,30
Prefixados				
Tesouro Prefixado 2023	01/01/2023	6,9	33,25	831,25
Tesouro Prefixado 2026	01/01/2026	8,48	31,26	625,22
Tesouro Prefixado com Juros Semestrais 2031	01/01/2031	9,4	31,87	1.062,42
Indexados à Taxa Selic				
Tesouro Selic 2025	01/03/2025	Selic + 0,03	R$ 105,51	R$ 10.551,76

Fonte: Tesouro Direto (2020).
Nota: Adaptado pelo autor.

$$VPL = \sum_{n=1}^{n=N} \frac{F_{Ct}}{(1+i)^n} \tag{2}$$

Os métodos utilizados acima levaram em consideração o investimento total para a implantação do sistema fotovoltaico, incluindo os custos com a manutenção dos equipamentos ao longo da vida útil do projeto, o consumo mensal da instalação e os custos com a energia consumida da rede. Também foram considerados todos os impostos que compõem a conta de energia elétrica desta instalação, tais quais o Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviço (ICMS), Programa de Integração Social (PIS/PASEP) e Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social (COFINS). Além disso, outros fatores relevantes foram incluídos nos parâmetros para análise: o custo da tarifa mensal e a depreciação dos módulos.

A previsão do reajuste da tarifa foi baseada no Quadro 7, da Resolução Homologatória nº 2.591, de 13/08/2019 (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2020), que informa os reajustes feito nos últimos 6 anos. Com base neste quadro, o reajuste médio é de 7% ao ano.

Quadro 7 – Reajustes e revisões das tarifas dos consumidores de alta e baixa tensão nos últimos 6 anos

02/03/2015	15/08/2015	22/08/2016	22/08/2017	22/08/2018	22/08/2019	22/09/2020
21%	4,18%	-9,52%	16,48%	14,32%	-14,18%	16,89%

Fonte: Agência Nacional de Energia Elétrica (2020).
Nota: Adaptado pelo autor.

O fabricante garante que durante 25 anos, a eficiência dos módulos é de 80% ou mais. Considerando-se para este projeto uma depreciação linear, calculou-se que a depreciação será de 0,9% a.a, já que se no ano inicial o módulo tem 100% de eficiência, uma decaimento de 0,9% por ano resulta numa eficiência de 80% no último dos 25 anos. Seu cálculo foi feito com base na equação (3).

$$\text{Eficiência_final} = \text{Eficiência_inicial}. (1\text{-}d)^{a} \quad (3)$$

Os valores dos parâmetros utilizados no cálculo da equação (3) são dados por:

- Eficiência_final (%) = 80;
- Eficiência_inicial (%) = 100;
- d (%) = 0,9;
- a (anos) = 25.

Neste estudo de caso, a empresa é contemplada por um benefício que reduz a alíquota do ICMS de 12% para 4%, por se tratar de uma produção rural (SECRETARIA DE ESTADO DA FAZENDA DO ESPÍRITO SANTO, 2010). A Tabela 2 apresenta os valores mensais relativos ao consumo de energia e aos seus custos, assim como a média anual de cada um. O mês de janeiro foi o que apresentou o maior consumo de energia, assim como maiores taxas de PIS/PASEP (1,45%) e de COFINS (6,70%). Com o ICMS fixado em 4%, a soma das alíquotas deste mês foi de 12,15%, equivalente a R$ 17,80. Dessa forma, observou-se que durante o período dos 12 meses avaliados, a média dos impostos foi de R$ 13,10, equivalente a 11,03% do total gasto com energia elétrica no ano, e, portanto, será o parâmetro utilizado como referência para os anos seguintes.

Tabela 2 – Dados de consumo da instalação referente à 2018/2019

Mês	jun/18	jul/18	ago/18	set/18	out/18	nov/18	dez/18	jan/19	fev/19	mar/19	abr/19	mai/19	Média
Consumo mensal (kWh)	273,0	254,0	265,0	277,0	245,0	213,0	260,0	299,0	206,0	221,0	199,0	223,0	244,6
Custos com energia consumida (R$)	117,7	109,5	114,2	119,4	105,6	91,8	112,1	128,9	88,8	95,3	85,8	96,1	105,4
Custos com impostos – ICMS, PIS/PASEP,COFINS (R$)	11,1	13,2	10,8	16,4	10,0	12,8	15,3	17,8	12,3	13,1	11,5	12,7	13,1
Total (R$)	128,8	122,7	125,0	135,8	115,6	104,6	127,4	146,7	101,0	108,3	97,3	108,8	118,5

Fonte: Produção do próprio autor.

5.3 Definição dos Cenários

Serão estabelecidos dois cenários. O tempo de duração dos projetos será de 25 anos, já que esse é o tempo que os fabricantes garantem que os módulos fotovoltaicos tenham um bom funcionamento. O primeiro cenário será focado na análise de dimensionamento de um sistema que, além da gerar energia no período de falta, proverá o abate da conta de energia elétrica da instalação. O segundo será focado na análise do dimensionamento apenas para geração de energia no período de falta.

5.3.1 Cenário I

Utilizará um banco com duas baterias estacionárias Moura (Clean 12MF220), que tem a capacidade útil de 3,6 kWh. O gasto de energia mensal com baterias é de 2,68 kWh, que é o consumo do refrigerador por noite. A definição do banco de baterias e, forma de utilização foram definidas a partir da análise descrita anteriormente no tópico “Dimensionamento de banco de baterias”.

Este cenário analisará o sistema fotovoltaico dimensionado para abater o consumo mensal de energia equivalente à 194,5 kWh, isto é, 6,57 kWh por dia e 2366,16 kWh por ano.

O módulo definido para este cenário foi o modelo MAXPOWER CS6U-335P, da fabricante *Canadian Solar Inc.* Seus dados elétricos podem ser vistos no Quadro 8, retirados de seu *datasheet*, no ANEXO B.

Quadro 8 – Dados elétricos do módulo MAXPOWER CS6U 335

CS6U	335P
Potência Máx. Nominal (Pmax)	335 W
Voltagem de Operação Ótima (Vmp)	37,4 V
Corrente de Operação Ótima (Imp)	8,96 A
Tensão de Circuito Aberto (Voc)	45,8 V
Corrente de Curto Circuito (Isc)	9,54 A
Eficiência do Módulo	17,23%
Temperatura de Operação	-40°C ~ +85°C
Tensão Máx. do Sistema	1000 V (IEC/UL) or 1500 V (IEC/UL)
Performance do Módulo	TIPO 1 (UL 1703) or CLASSE C (IEC 61730)
Classificação da Aplicação	Classe A
Tolerância de Potência	0 ~ + 5 W

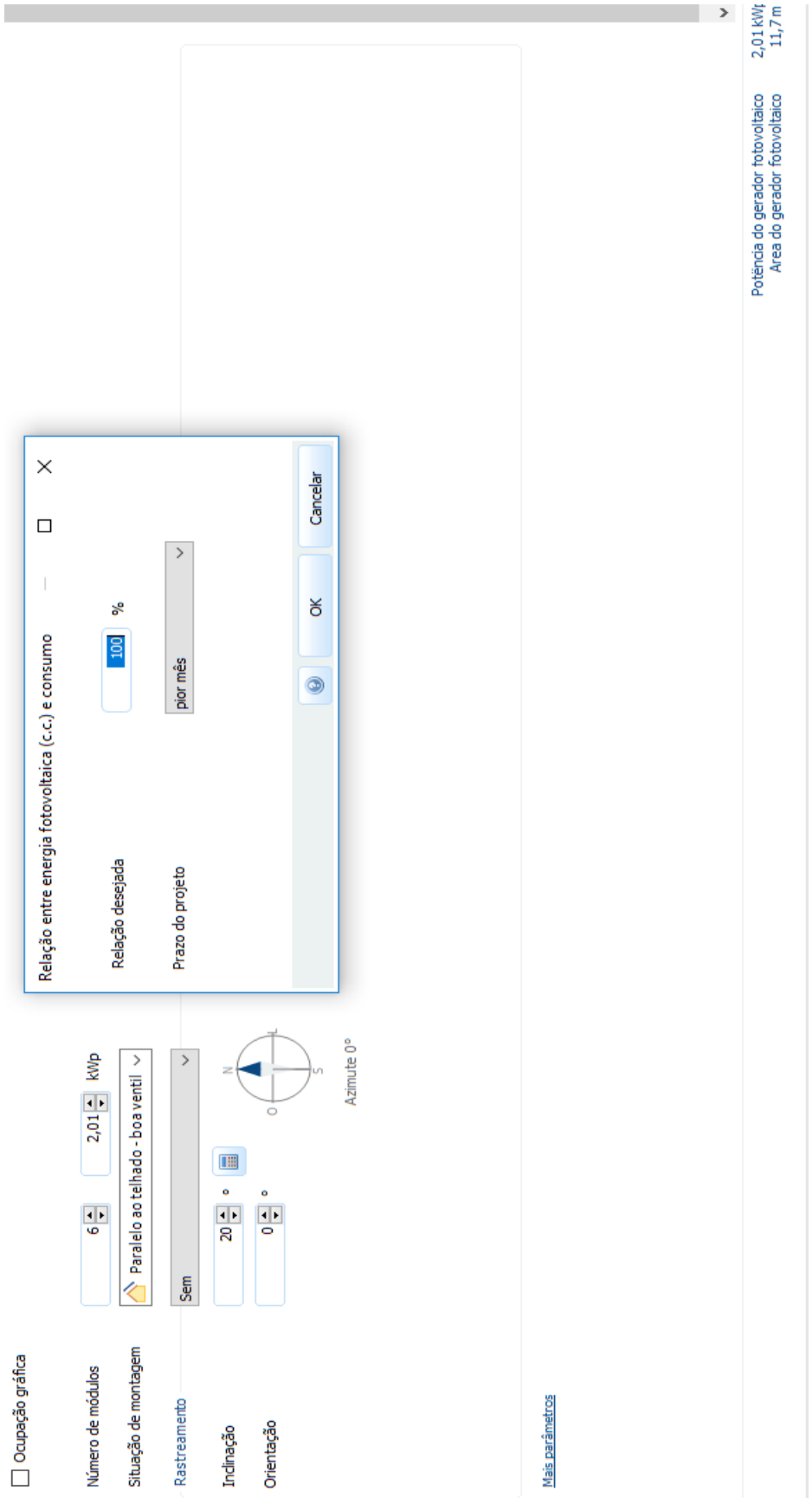
Fonte: *Canadian Solar* (2019).
Nota: Traduzido pelo autor.

De posse desses dados, o número de módulos e a área total ocupada por eles foi obtida utilizando o PV SOL, como mostrado na Figura 2. O número de módulos calculado foi igual a 6 para este cenário, com 2,01 kWp e ocupando uma área de 11,7 m^2.

Como pode ser observado na Figura 11, foi utilizado a opção “pior mês”. Essa opção diz respeito ao método do mês crítico, isto é, o sistema será dimensionado utilizando os dados de irradiação do mês em que as condições são as mais desfavoráveis, e assim, o sistema funcionará de forma adequada em qualquer período do ano (PINHO; GALDINO, 2014).

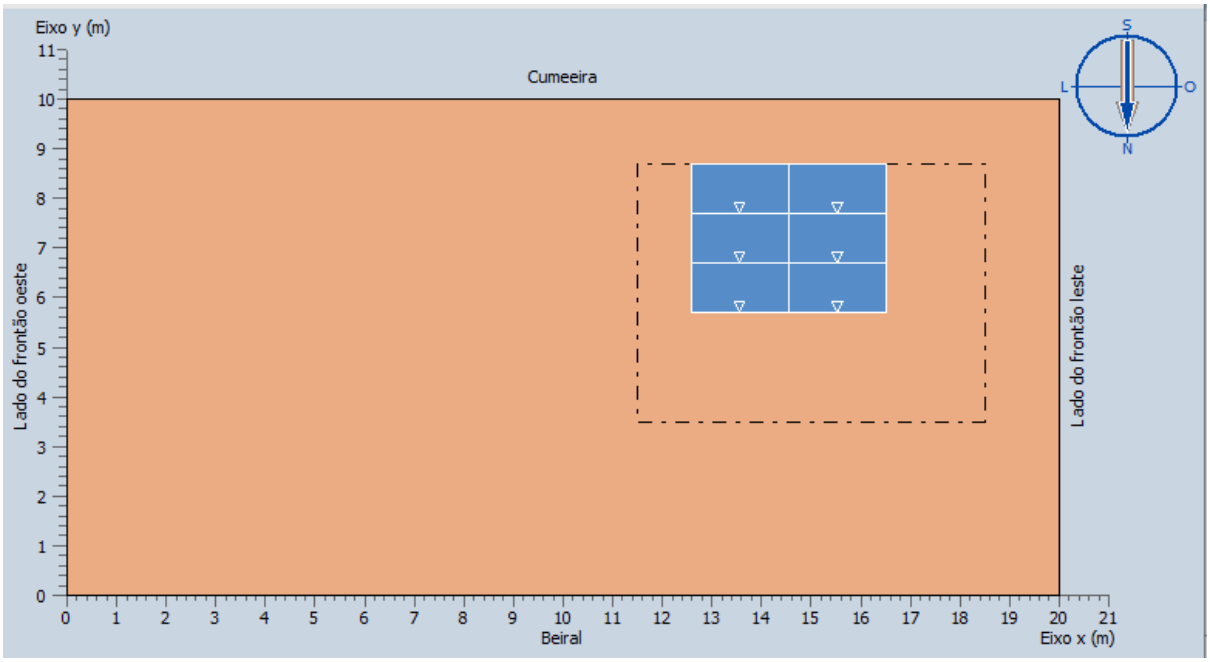
A disposição e ângulo dos módulos, assim como o ângulo de inclinação, altura, e largura do telhado foram parametrizadas no PV SOL, e a Figura 12 mostra o resultado em 2D. Nesta etapa de simulação, o *software* também apresenta o esquema unifilar resultante, visto na Figura 13.

Figura 11 – Quantidade de módulos e área para 100% do consumo



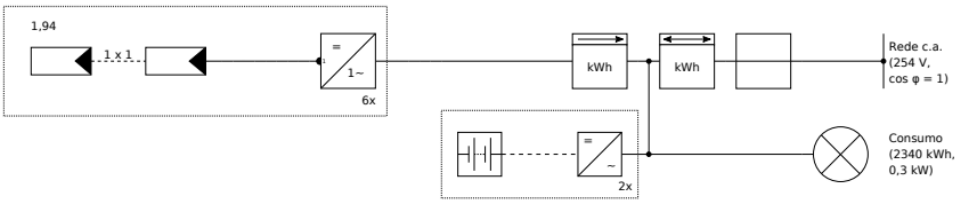
Fonte: *Valentin Software* GMBH (2020).

Figura 12 – Vista 2D da disposição dos módulos sobre o telhado



Fonte: *Valentin Software GMBH* (2020).

Figura 13 – Esquema unifilar do sistema



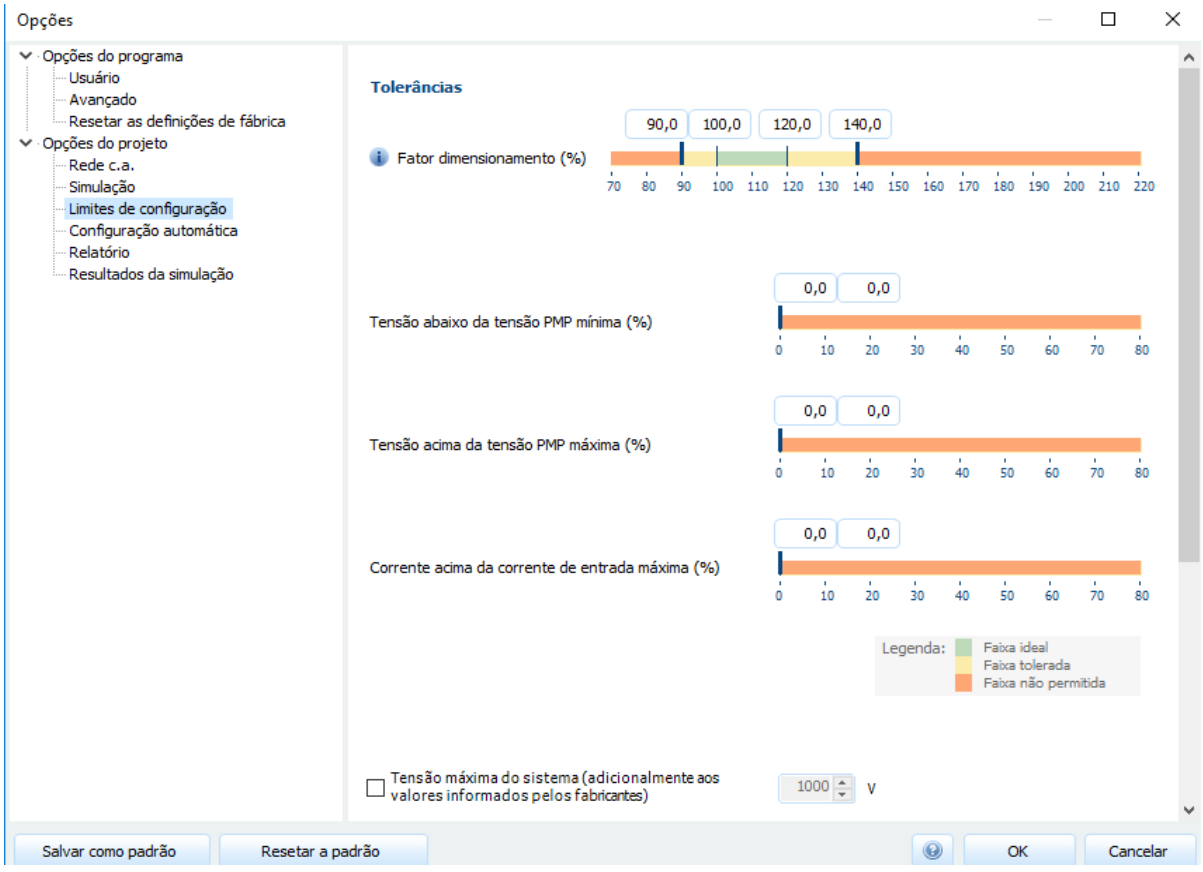
Fonte: *Valentin Software GMBH* (2020).

Para a potência necessária para o Cenário I, de 2366,16 kWh/ano, o *software* calculou que o número de módulos será 6, e com isso, a potência de saída do gerador fotovoltaico será de 2,01 kWp, pois é a potência que os módulos são capazes de entregar. A capacidade do inversor ideal para o sistema deve ter como potência máxima de entrada aproximadamente dois terços da capacidade do gerador fotovoltaico (PORTAL SOLAR, 2017), ou seja, aproximadamente 1,34 kWp. A partir da base de dados do *software*, é possível visualizar diversos inversores de variadas marcas e modelos. A partir das informações das etapas anteriores, em conjunto com a limitação de parâmetros de dimensionamento que se deseja para o sistema, como mostrado na Figura 14, o *software* permite a visualização de todos os inversores que estão adequados, além de calcular, dentro de uma seleção entre os adequados, a eficiência de cada um para os parâmetros de tensão e potência estabelecidos pela etapa anterior do projeto. O inversor a ser

utilizado no projeto será o inversor da NeoSolar, modelo UP 1000-M3222, como pode ser visto na Figura 15.

O *software* projetou para este sistema a necessidade de apenas um inversor. O motivo desta escolha foi baseado em suas funções que permitem a comutação entre sistema *off-grid* e *on-grid*, sendo, portanto, um inversor de características ideais para o sistema híbrido projetado, de forma que não haja a necessidade de se utilizar um inversor para o modo de operação *on-grid*, e outro para o modo de operação *off-grid*. Os estados em que o sistema se encontra são analisados em tempo real pelo inversor, como mostra a Figura 16. Este também já possui controlador de carga e permite que as baterias sejam carregadas com os módulos fotovoltaicos ou a utilização da própria rede, como mostra a Figura 17. Mais informações sobre todas as funções e especificações técnicas podem ser encontradas em seu *datasheet* no ANEXO C. Este projeto há de considerar que o sistema sempre trabalhará em boas condições de uso. Nestas condições, o inversor pode durar 15 ou mais anos (PINHO; GALDINO, 2014). Assim, será previsto apenas uma troca, ou seja, serão incluídos dois inversores para cálculo de custos.

Figura 14 – Limitação de parâmetros para seleção de inversor



Fonte: *Valentin Software GMBH* (2020).

Figura 15 – Inversor a ser utilizado no projeto

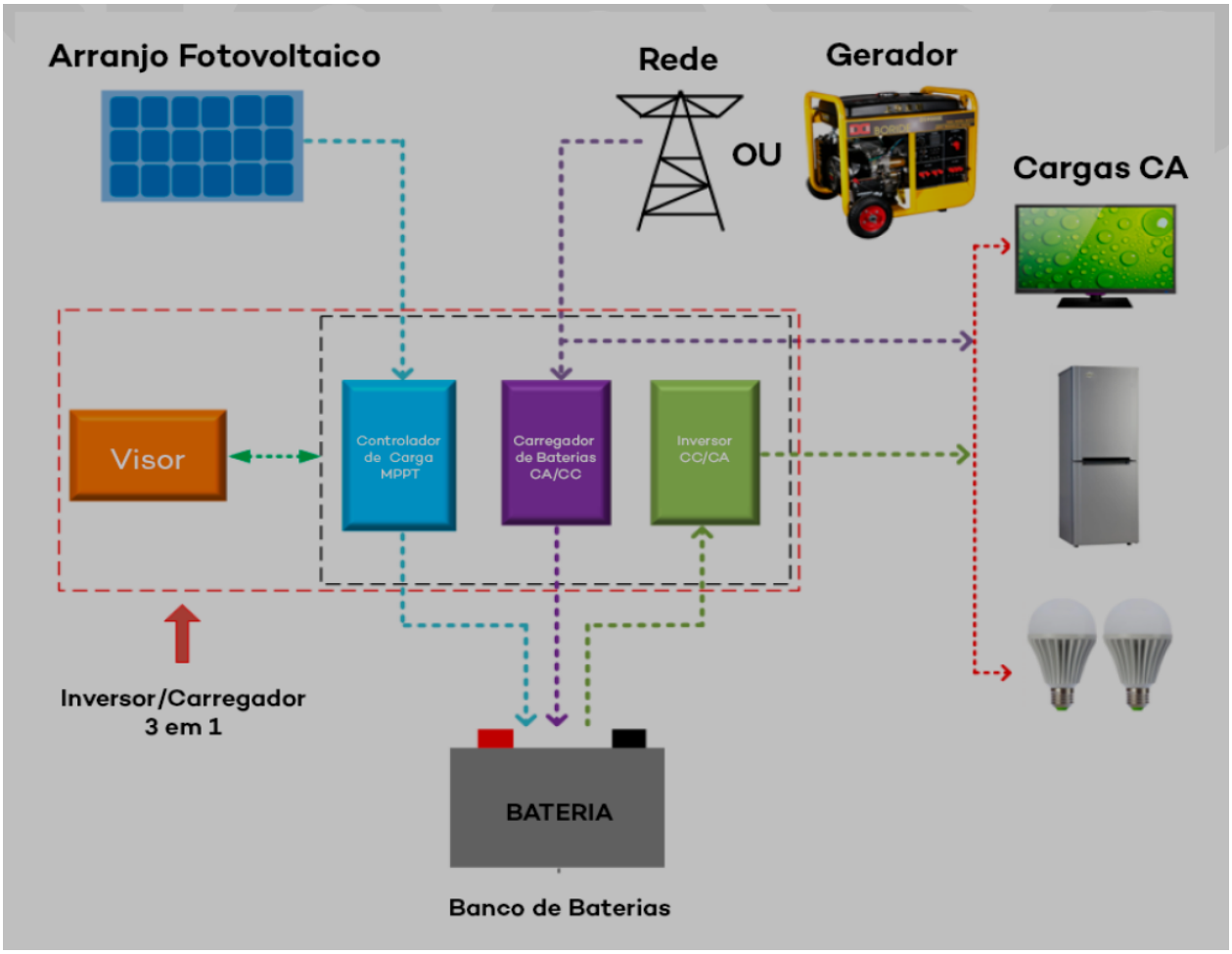
Fonte: NeoSolar (2019).

Figura 16 – Estados que o inversor consegue detectar

Ícone	Estado
	Rede conectada e carregando
	Arranjo FV conectado e carregando
	Rede desconectada/ Rede conectada, mas não carregando
	Arranjo FV desconectado/ Arranjo FV conectado, mas não carregando
	Carga Ligada
	Carga desligada
100% 25%	Carga entre 8% e 25% da capacidade total
100% 25%	Carga entre 25% e 50% da capacidade total
100% 25%	Carga entre 50% e 75% da capacidade total
100% 25%	Carga entre 75% e 100% da capacidade total

Fonte: NeoSolar (2019).

Figura 17 – Inversor UP 1000-M3222 multifuncional



Fonte: NeoSolar (2019).

O PV SOL simulou o resultado e, como pode ser visto da Figura 18, o sistema projetado para o Cenário I fornecerá 2614 kWh por ano. Caso fosse calculado para 5 módulos, a energia produzida por ano seria de 2178 kWh. Assim, optou-se pela utilização de 6 módulos, já que a meta deste cenário é abater 2366 kWh de energia consumida pela instalação durante o ano. Além disso, o fornecimento extra de energia poderá ser utilizado como crédito para abater contas futuras, desde que seja utilizado no prazo de 60 meses, de acordo com a Resolução Normativa ANEEL nº 482/2012 para compensação de energia (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2012).

Figura 18 – Resultado para o Cenário I

Fonte: *Valentin Software GMBH* (2020).

Na Tabela 2, é possível verificar os valores relativos ao investimento para o Cenário I. Nela estão incluídos todos os materiais necessários para que o projeto dure no mínimo 25 anos. As boas condições de uso por parte do beneficiado, reflete na quantidade de componentes definida na tabela.

Tabela 3 – Composição de custos do Cenário I

Composição de custos I	**Quantidade**	**Preço Unitário (R$)**	**Preço Total (R$)**
Painel Fotovoltaico	6	740,00	4.440,00
Bateria	2	1.999,00	3.998,00
Inversor Solar	2	3.800,00	7.600,00
Mão de Obra			4.500,00
Total			**20.538,00**

Fonte: Produção do próprio autor.

O Quadro 9 indica os valores dos parâmetros utilizados para os cálculos que resultam nos dados que podem ser vistos na Tabela 4. Conforme indicado anteriormente, o custo de manutenção será de 1% do investimento inicial ao ano. O valor do investimento inicial é fixado em R$ 20.538,00 e, portanto, o custo com manutenção será sempre R$ 205,38. O valor da tarifa, no ano 0, será de R$/kW 0,431, obtido por meio das contas de energia elétrica fornecidas pelo produtor. O valor da tarifa, apresentado para os anos seguintes, é alterado de acordo com o reajuste de 7% a.a. Na Tabela 4, é considerada também a economia com os impostos que deixarão de ser pagos com a implantação do sistema. Como foi considerado anteriormente que o valor dos impostos representa 11,03% do valor total da conta de energia, os valores que compõem esta coluna foram obtidos de acordo com a seguinte fórmula: $\text{Economia incluindo impostos (R\$)} =$ Energia gerada no ano y (kWh/ano) x Tarifa do ano y (R$/kW) x 11,03%.

Quadro 9 – Parâmetros utilizados para o Cenário I

Parâmetros	**Valor**
Investimento inicial (R$)	20.538
Taxa de depreciação dos módulos (a.a.)	0,90%
Tarifa atual (R$/kW)	0,431
Taxa de reajuste da tarifa (a.a.)	7%
Manutenção (a.a.)	1,00%
Energia produzida (kWh/Ano)	2.614
Impostos anuais – ICMS, PIS/PASEP, COFINS (R$)	11,03%
TMA	4,00%

Fonte: Produção do próprio autor.

A Tabela 4 fornece as informações relativas à energia produzida, à tarifa, à economia com a energia incluindo todos os impostos que deixam de ser pagos e custo com a manutenção do sistema. Além disso, é possível observar o fluxo de caixa, o valor que esse fluxo nos anos seguintes terá atualmente (informação contida na coluna "Valor Presente"), e o valor acumulado considerando os fluxos de caixa já trazidos para o tempo atual. O valor presente acumulado mostra quanto vale o rendimento futuro, quando trazido para o presente. Com isso, é possível avaliar se o investimento neste projeto será melhor ou não, em relação ao investimento do mesmo valor, em títulos nacionais. Todas as informações estão dispostas por ano, desde o ano "zero", que indica o tempo atual, até o 25^{o} ano, que é considerado o último ano da vida útil deste projeto.

Tabela 4 – Economia proporcionada ao longo dos anos para o Cenário I

Ano	Energia gerada (kWh/ano)	Tarifa (R$/kW)	Economia incluindo impostos(R$)	Custo com manutenção (R$)	Fluxo de caixa (R$)	Valor presente (R$)	Valor presente acumulado (R$)
0		0,431			-20.538,00	20.538,00	-20.538,00
1	2.614,00	0,469359	1.266,34	-205,38	1.060,96	1.020,15	-19.517,85
2	2.590,47	0,511132	1.366,63	-205,38	1.161,25	1.073,64	-18.444,21
3	2.567,16	0,556623	1.474,86	-205,38	1.269,48	1.128,57	-17.315,64
4	2.544,06	0,606162	1.591,67	-205,38	1.386,29	1.185,01	-16.130,63
5	2.521,16	0,660111	1.717,73	-205,38	1.512,35	1.243,04	-14.887,59
6	2.498,47	0,718860	1.853,77	-205,38	1.648,39	1.302,75	-13.584,84
7	2.475,98	0,782839	2.000,59	-205,38	1.795,21	1.364,21	-12.220,63
8	2.453,70	0,852512	2.159,04	-205,38	1.953,66	1.427,52	-10.793,11
9	2.431,62	0,928385	2.330,03	-205,38	2.124,65	1.492,75	-9.300,36
10	2.409,73	1,011011	2.514,57	-205,38	2.309,19	1.560,00	-7.740,36
11	2.388,04	1,100991	2.713,72	-205,38	2.508,34	1.629,37	-6.110,99
12	2.366,55	1,198980	2.928,64	-205,38	2.723,26	1.700,94	-4.410,05
13	2.345,25	1,305689	3.160,59	-205,38	2.955,21	1.774,82	-2.635,23
14	2.324,14	1,421895	3.410,90	-205,38	3.205,52	1.851,11	-784,12
15	2.303,23	1,548444	3.681,04	-205,38	3.475,66	1.929,91	1.145,79
16	2.282,50	1,686255	3.972,58	-205,38	3.767,20	2.011,34	3.157,13
17	2.261,96	1,836332	4.287,20	-205,38	4.081,82	2.095,50	5.252,63
18	2.241,60	1,999766	4.626,74	-205,38	4.421,36	2.182,51	7.435,13
19	2.221,42	2,177745	4.993,17	-205,38	4.787,79	2.272,49	9.707,62
20	2.201,43	2,371564	5.388,63	-205,38	5.183,25	2.365,57	12.073,19
21	2.181,62	2,582633	5.815,40	-205,38	5.610,02	2.461,87	14.535,06
22	2.161,98	2,812488	6.275,98	-205,38	6.070,60	2.561,52	17.096,58
23	2.142,53	3,062799	6.773,03	-205,38	6.567,65	2.664,67	19.761,25
24	2.123,24	3,335388	7.309,45	-205,38	7.104,07	2.771,45	22.532,70
25	2.104,13	3,632238	7.888,35	-205,38	7.682,97	2.882,01	25.414,71

Fonte: Produção do próprio autor.

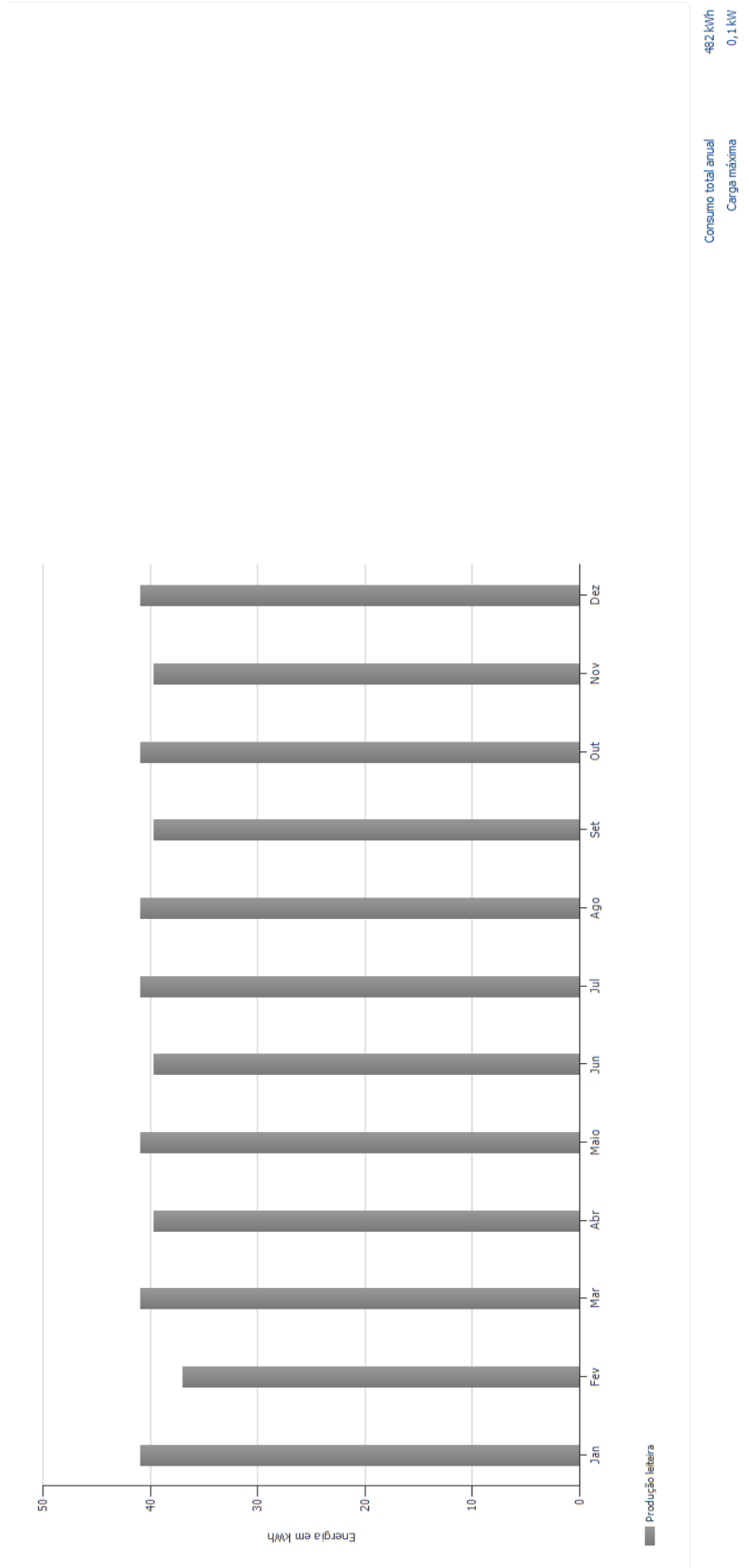
Do valor presente acumulado, indicado no Quadro 11, infere-se que o tempo que o sistema será capaz de se pagar e começar a gerar lucro para o produtor é de 14 anos e 6 meses. A taxa interna de retorno (TIR), utilizando os dados dispostos na coluna “valor presente”, é de 10,17%. Este representa valor maior do que os 9,40% do título prefixado com juros semestrais do Quadro 6. Portanto, o Cenário I apresenta um investimento que além de proteger a produção leiteira das oscilações da rede elétrica local, gera mais lucro para o investidor do que se ele investisse em títulos no tesouro, devido sua maior TIR.

5.3.2 Cenário II

O Cenário II analisará o sistema fotovoltaico dimensionado para fornecer a energia necessária para alimentar apenas o banco de baterias durante o modo de compensação emergencial. Contudo, na maioria dos dias, quando as baterias não estão sendo utilizadas, a energia excedente será utilizada para geração de créditos de energia. Como não haverá fornecimento para o refrigerador diretamente do módulo solar para este cenário, será utilizado o Cenário 2.2 do dimensionamento de baterias, que diz respeito a um banco com autonomia de dois dias. Nesta configuração, diferente do Cenário I, não há necessidade de uma alta potência de geração fotovoltaica, que seja capaz de carregar o banco de baterias em aproximadamente onze horas, pois esta não precisará ser carregada durante o dia para que seja usada na noite seguinte à ocorrência da falta. Desta forma, a bateria terá tempo suficiente para ser carregada durante vários dias que se sucederem após o período de emergência. De acordo com o Cenário 2.2, a energia média consumida mensalmente por esse banco é de 40,2 kWh, ou seja, 482,4 kWh por ano como pode ser visto no Gráfico 5.

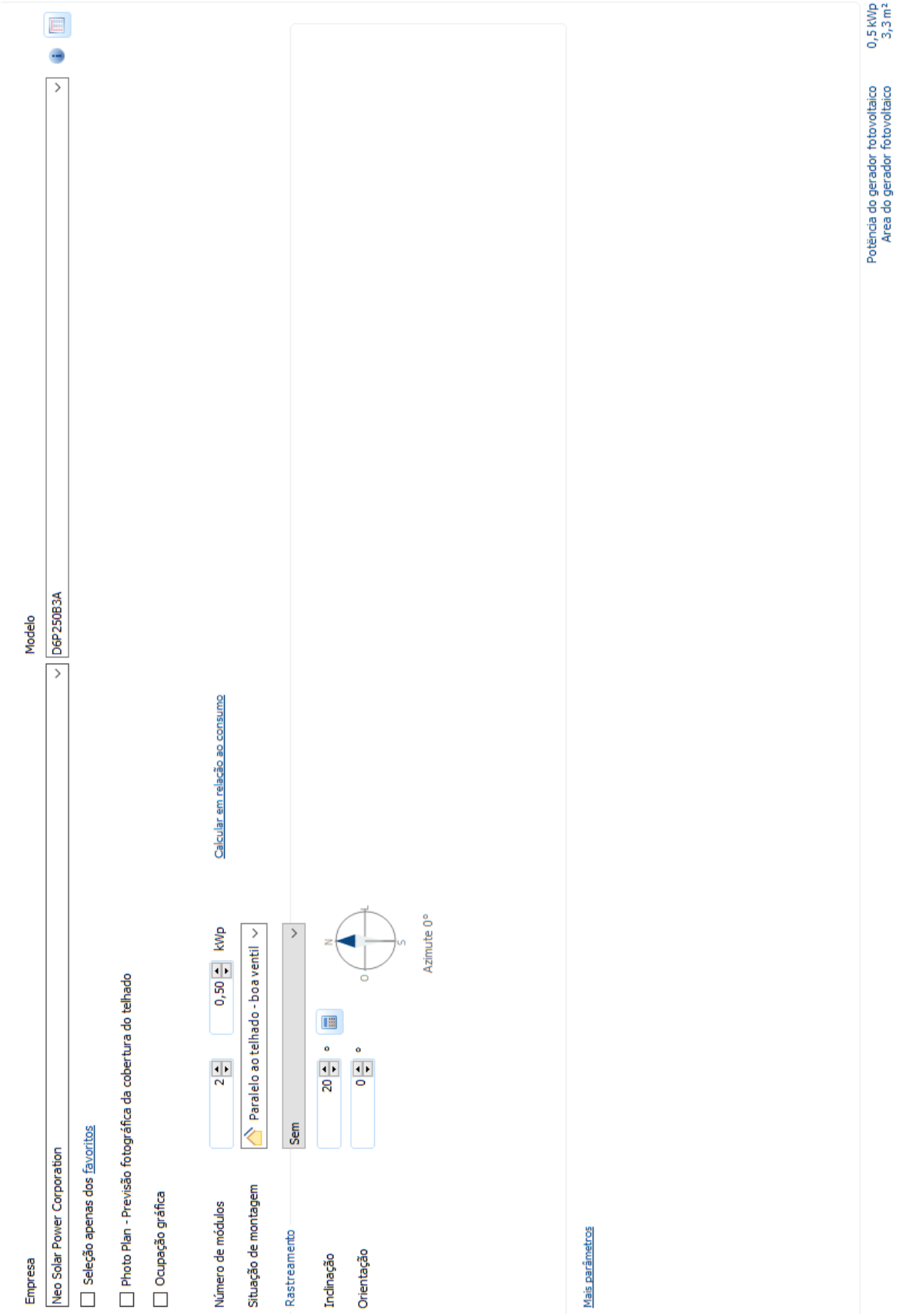
Definiu-se o módulo D6P250B3A da NeoSolar Power, a partir do banco de dados. Utilizando-se o PV SOL, foi obtido o número de módulos necessários e a área ocupada por eles, utilizando o método do pior mês, como pode ser visto na Figura 19. Além disso, observa-se também que a potência do gerador é de 0,41 kWh. A disposição dos módulos pode ser observada na Figura 20. Assim como no cenário anterior, o *software* também fornece o esquema unifilar do sistema, como pode ser visto na Figura 21.

Gráfico 5 – Consumo anual de baterias para Cenário II



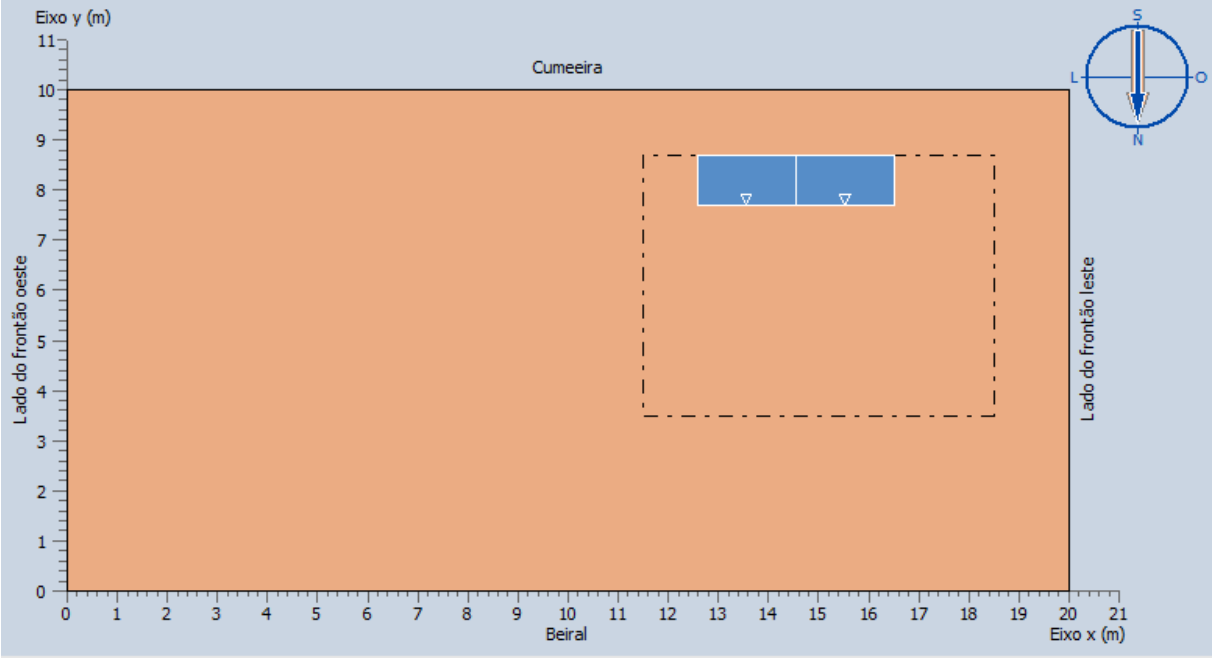
Fonte: *Valentin Software GMBH* (2020).

Figura 19 – Quantidade de módulos e área para o Cenário II



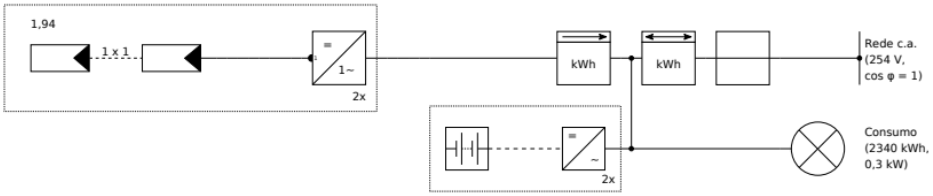
Fonte: *Valentin Software GMBH* (2020).

Figura 20 – Vista 2D da disposição dos módulos sobre o telhado



Fonte: *Valentin Software GMBH* (2020).

Figura 21 – Esquema unifilar do sistema

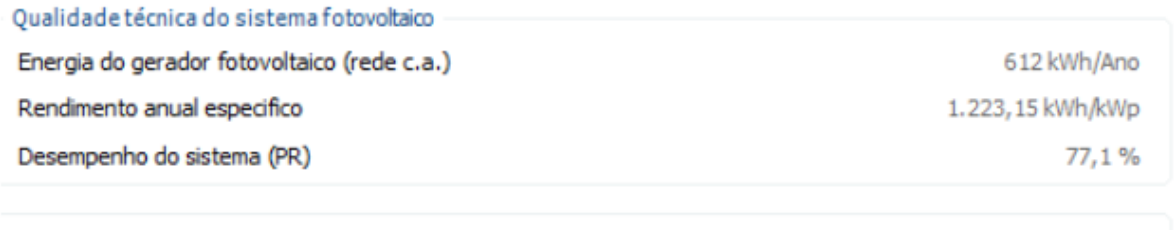


Fonte: *Valentin Software GMBH* (2020).

O inversor a ser utilizado neste sistema será o mesmo que foi utilizado no Cenário I. O inversor estará superdimensionado para este sistema, de forma que o único viés seria o valor do inversor mais alto do que um possível inversor que está apenas sobre dimensionado. Mas, como o sistema para este cenário possui uma potência instalada muito baixa, há dificuldades para se achar um inversor mais próximo do ideal para esta situação, o qual apresente ao mesmo tempo as funções de inversor para sistema híbrido, e tenha um bom custo-benefício. Por essas razões, optou-se por se utilizar o mesmo. O sistema dimensionado tem potencial para fornecer 612 kWh anualmente, equivalente à 20,8% do consumo atual, como pode ser visto na Figura 22.

De forma similar ao Cenário I, foi feita uma composição de custos para o Cenário II apresentada na Tabela 5.

Figura 22 – Energia gerada pela configuração do Cenário II



Fonte: *Valentin Software GMBH* (2020).

Tabela 5 – Composição de custos do Cenário II

Composição de custos II	**Quantidade**	**Preço Unitário (R$)**	**Preço Total (R$)**
Painel Fotovoltaico	2	580,00	1.160,00
Bateria	8	1.999,00	15.992,00
Inversor Solar	2	3.800,00	7.600,00
Mão de Obra			4.500,00
Total			**29.252,00**

Fonte: Produção do próprio autor.

O Quadro 10 apresenta os valores dos parâmetros usados para a obtenção do Quadro 13.

Quadro 10 – Parâmetros utilizados para o Cenário II

Parâmetros	**Valor**
Investimento inicial (R$)	29.252
Taxa de depreciação dos módulos (a.a.)	0,90%
Tarifa atual (R$/kW)	0,431
Taxa de reajuste da tarifa (a.a.)	7%
Manutenção (a.a.)	1,00%
Energia produzida (kWh/Ano)	612
Impostos anuais – ICMS, PIS/PASEP, COFINS (R$)	11,03%
TMA	4,00%

Fonte: Produção do próprio autor.

De forma similar ao Cenário II, foi criada um quadro com dados relativos à energia produzida, tarifa, economia com a energia incluindo todos os impostos que deixam de ser pagos e custo com a manutenção do sistema. Estas informações podem ser vistas na Tabela 6.

Tabela 6 – Economia proporcionada ao longo dos anos para o Cenário II

Ano	Energia gerada (kWh/ano)	Tarifa (R$/kW)	Economia incluindo impostos (R$)	Custo com manutenção (R$)	Fluxo de caixa (R$)	Valor presente (R$)	Valor presente acumulado (R$)
0		0,43			-29.252,00	-29.252,00	-29.252,00
1	612,00	0,46	296,48	-292,52	3,96	3,81	-29.248,19
2	606,49	0,50	314,38	-292,52	21,86	20,21	-29.227,98
3	601,03	0,55	339,28	-292,52	46,76	41,57	-29.186,42
4	595,62	0,60	366,15	-292,52	73,63	62,94	-29.123,48
5	590,26	0,65	395,15	-292,52	102,63	84,35	-29.039,13
6	584,95	0,71	426,44	-292,52	133,92	105,84	-28.933,29
7	579,69	0,77	460,21	-292,52	167,69	127,43	-28.805,86
8	574,47	0,84	496,66	-292,52	204,14	149,17	-28.656,69
9	569,30	0,91	536,00	-292,52	243,48	171,06	-28.485,63
10	564,18	0,99	578,45	-292,52	285,93	193,16	-28.292,46
11	559,10	1,08	624,26	-292,52	331,74	215,49	-28.076,97
12	554,07	1,18	673,70	-292,52	381,18	238,09	-27.838,89
13	549,08	1,28	727,06	-292,52	434,54	260,97	-27.577,91
14	544,14	1,40	784,64	-292,52	492,12	284,19	-27.293,73
15	539,24	1,52	846,78	-292,52	554,26	307,76	-26.985,96
16	534,39	1,66	913,85	-292,52	621,33	331,73	-26.654,23
17	529,58	1,80	986,22	-292,52	693,70	356,13	-26.298,10
18	524,81	1,96	1.064,33	-292,52	771,81	380,99	-25.917,11
19	520,09	2,14	1.148,63	-292,52	856,11	406,34	-25.510,77
20	515,41	2,33	1.239,60	-292,52	947,08	432,23	-25.078,54
21	510,77	2,54	1.337,77	-292,52	1.045,25	458,69	-24.619,85
22	506,17	2,76	1.443,72	-292,52	1.151,20	485,76	-24.134,09
23	501,62	3,01	1.558,06	-292,52	1.265,54	513,46	-23.620,63
24	497,10	3,28	1.681,46	-292,52	1.388,94	541,85	-23.078,77
25	492,63	3,57	1.814,63	-292,52	1.522,11	570,97	-22.507,80

Fonte: Produção do próprio autor.

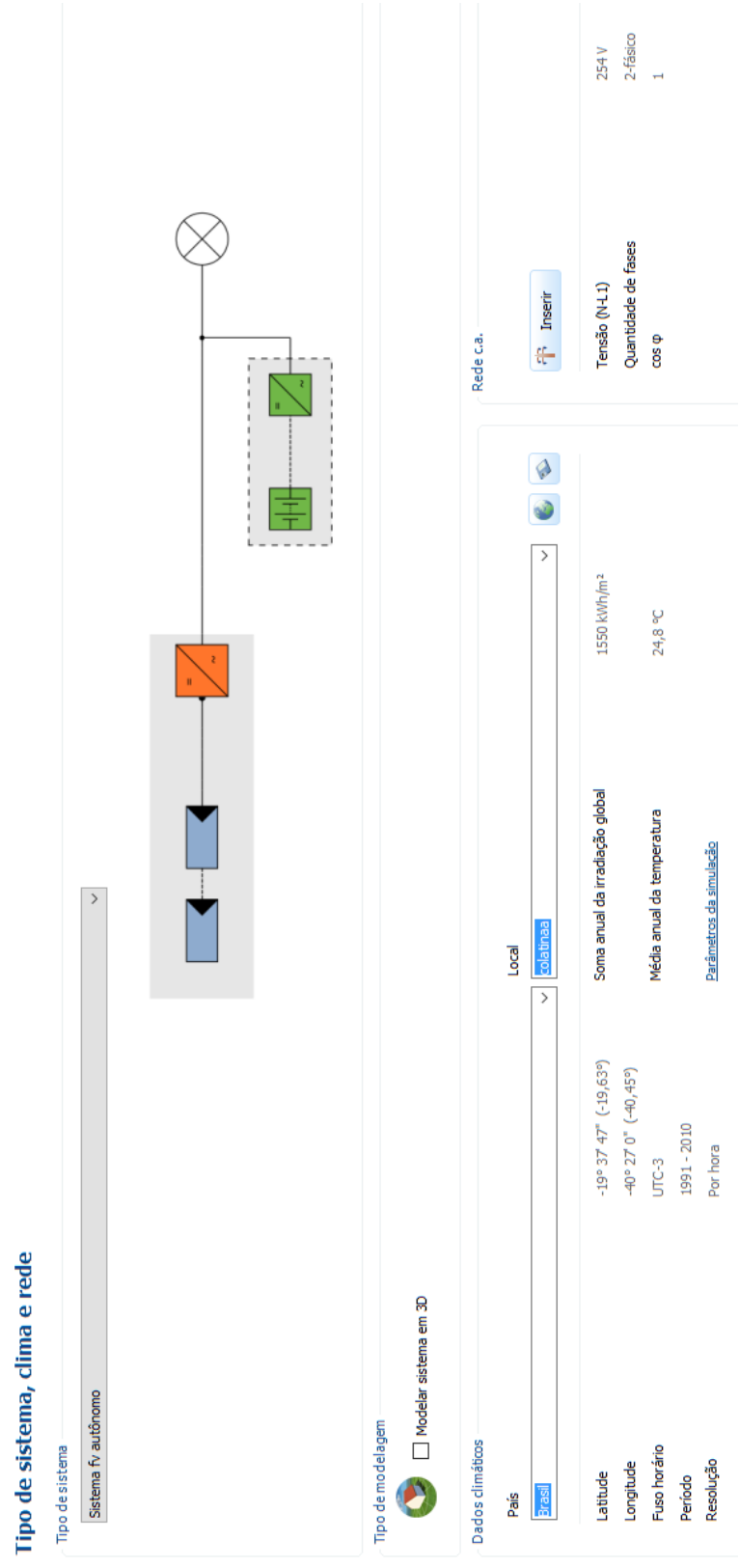
Do valor presente acumulado, na Tabela 6, infere-se que o sistema não será capaz de se pagar durante o tempo de duração considerado para o projeto, pois o lucro gerado é de R$ 6.940,04, e assim, faltaria ainda R$ 22.507,80 para o sistema implementado abatesse seu valor de instalação e custo de manutenção. Naturalmente, não se fala em taxa de retorno interno neste caso, já que ela seria negativa.

5.3.3 Dimensionamento do Sistema Autônomo

O objetivo deste dimensionamento será a análise da viabilidade deste tipo de sistema, em termos financeiros, quando comparado com o sistema híbrido dimensionado nos Cenários I e II.

Este sistema tem como objetivo alcançar o nível máximo de imunidade a falhas originadas pela rede elétrica de energia, já que será completamente independente dela. O sistema autônomo a ser dimensionado deverá ser capaz de fornecer toda a energia necessária à instalação da produção leiteira, incluindo a energia que não foi considerada no Cenário I, os 50 kWh mensais extras relativos à taxa de disponibilidade da rede elétrica. Com isso, o sistema então deverá ser capaz de fornecer 244,5 kWh mensais, isto é, 2934 kWh/ano. Assim, o tipo de sistema foi alterado para simulação no PV SOL, e os dados climáticos foram mantidos. Como explicitado na seção de dimensionamento de baterias, o módulo solar *MAXPOWER CS6U-335P* da *Canadian Solar*, pode fornecer energia sem prejuízo para o refrigerador durante 11 horas. Sendo assim, o banco de baterias deverá fornecer energia para a instalação durante 13 horas por dia, durante todos os dias. Além disso, será considerado que o banco de baterias deverá ter autonomia de pelo menos 2 dias, tendo em vista possíveis dias nos quais a irradiação solar seja muito baixa, como dias nublados. Desta forma, mesmo que os módulos fotovoltaicos não consigam fornecer energia suficiente para a carga durante o dia, o banco de baterias atuará com a característica de sistema de emergência. O sistema autônomo é composto por módulos fotovoltaicos, inversor, baterias e a carga, como pode ser visto na Figura 23. O ANEXO D apresenta o *datasheet* do inversor para maior detalhamento.

Figura 23 – Dados climáticos e definição do tipo de sistema autônomo



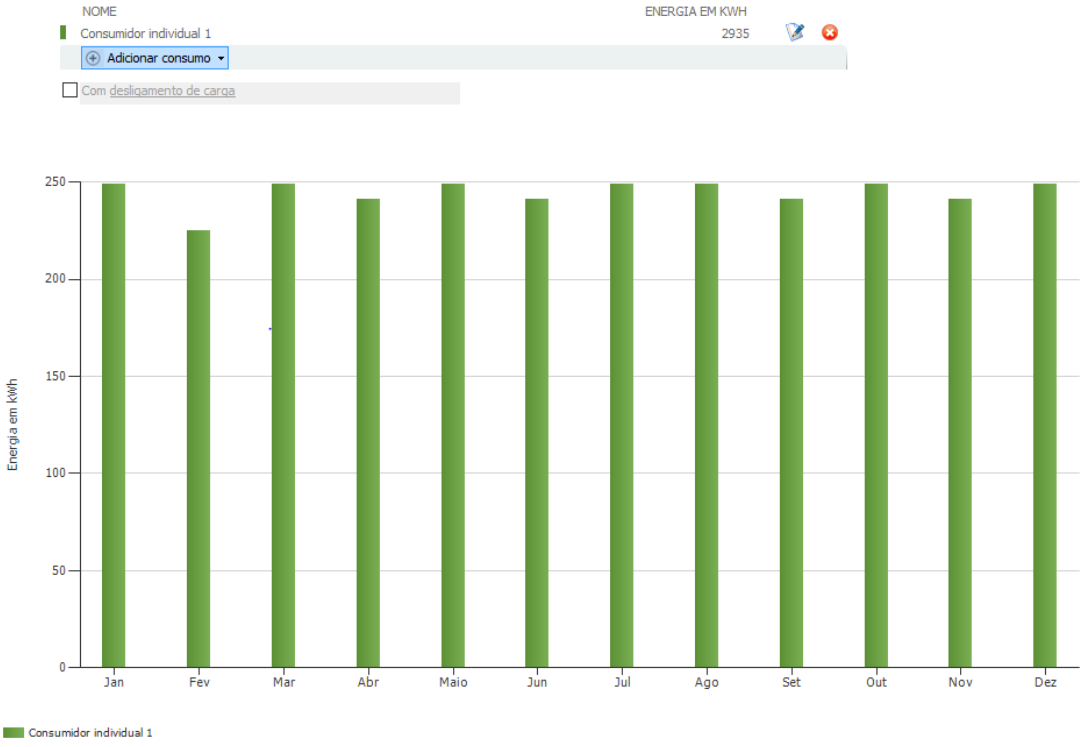
Fonte: *Valentin Software GMBH* (2020).

O banco de baterias deve ser capaz de fornecer energia sempre que não houver irradiação suficiente para geração pelo painel fotovoltaico. Como visto no tópico sobre configurações de baterias, a energia consumida pelo refrigerador é de 5,85 kWh por dia, sendo que o período sem luz solar, ou seja, o período noturno, é de 13 horas diárias. As 13 horas de consumo correspondem à 2,68 kWh da energia diária consumida pelo refrigerador, e assim, esse será o valor de energia que as baterias fornecerão por dia uma vez que as outras fontes de consumo serão ativadas apenas quando os módulos fotovoltaicos estiverem operando. Na Figura 23, pode ser observado que a capacidade de energia que o banco de baterias pode armazenar é de 21,01 kWh e, portanto, 2,68 kWh equivale a uma profundidade de descarga de 12,72%. De acordo com o Gráfico 3, que mostrou a relação entre o número de ciclos e a profundidade de descarga da bateria utilizada, valores de profundidade de descargas menores que 18% da carga total das baterias ultrapassam a marca de 2500 ciclos de forma exponencial. Foi considerado, em virtude deste fato, que a atual profundidade de descarga não influenciará no tempo de vida útil das baterias.

Para compensação de emergência, foi considerado o pior cenário dentre as circunstâncias mencionadas no tópico de configurações de baterias. Neste caso, o banco de baterias deverá ser capaz de fornecer energia suficiente para que apenas o refrigerador funcione durante dois dias seguidos, uma vez a cada mês, sem fornecimento de energia por parte dos módulos fotovoltaicos. Considerou-se também que as baterias estariam completamente carregadas quando se iniciasse esta compensação. Para tanto, o banco de baterias deve ser capaz de fornecer 5,85 kWh por dia, isto é, 11,7 kWh para cada compensação de emergência. Desta forma, a profundidade de descarga será de 54,16%. De acordo com o Gráfico 3, esta profundidade equivale à aproximadamente 500 ciclos. A duração do projeto exigirá apenas 300 ciclos na pior das circunstâncias, como mencionado anteriormente. Portanto, as baterias não serão trocadas no tempo de 25 anos deste projeto.

Na Figura 24, pode-se visualizar a demanda de energia total da instalação. Nota-se que o cálculo da demanda desconsidera a taxa de disponibilidade devida à concessionária pois não há utilização da rede elétrica neste sistema.

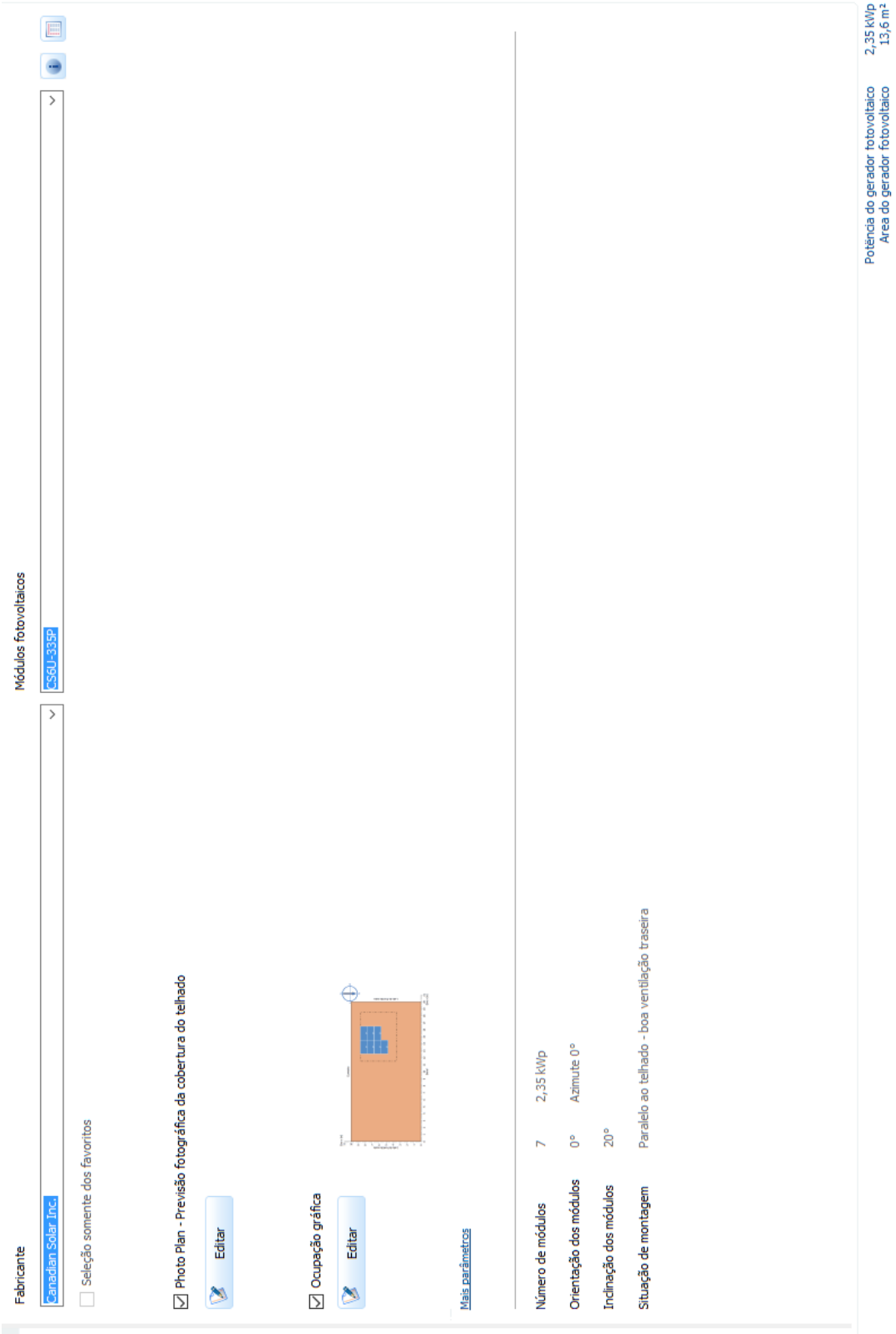
Figura 24 – Demanda mensal da instalação



Fonte: *Valentin Software GMBH* (2020).

Utilizando-se a folha de dados do módulo MAXPOWER CSU-335P da C*anadian Solar*, o *software* calculou que serão necessários 7 módulos, resultando em 2,35 kWp, para suprir a demanda de energia da instalação, como pode ser visto na Figura 25.

Figura 25 – Quantidade de módulos e área ocupada para o Sistema Autônomo



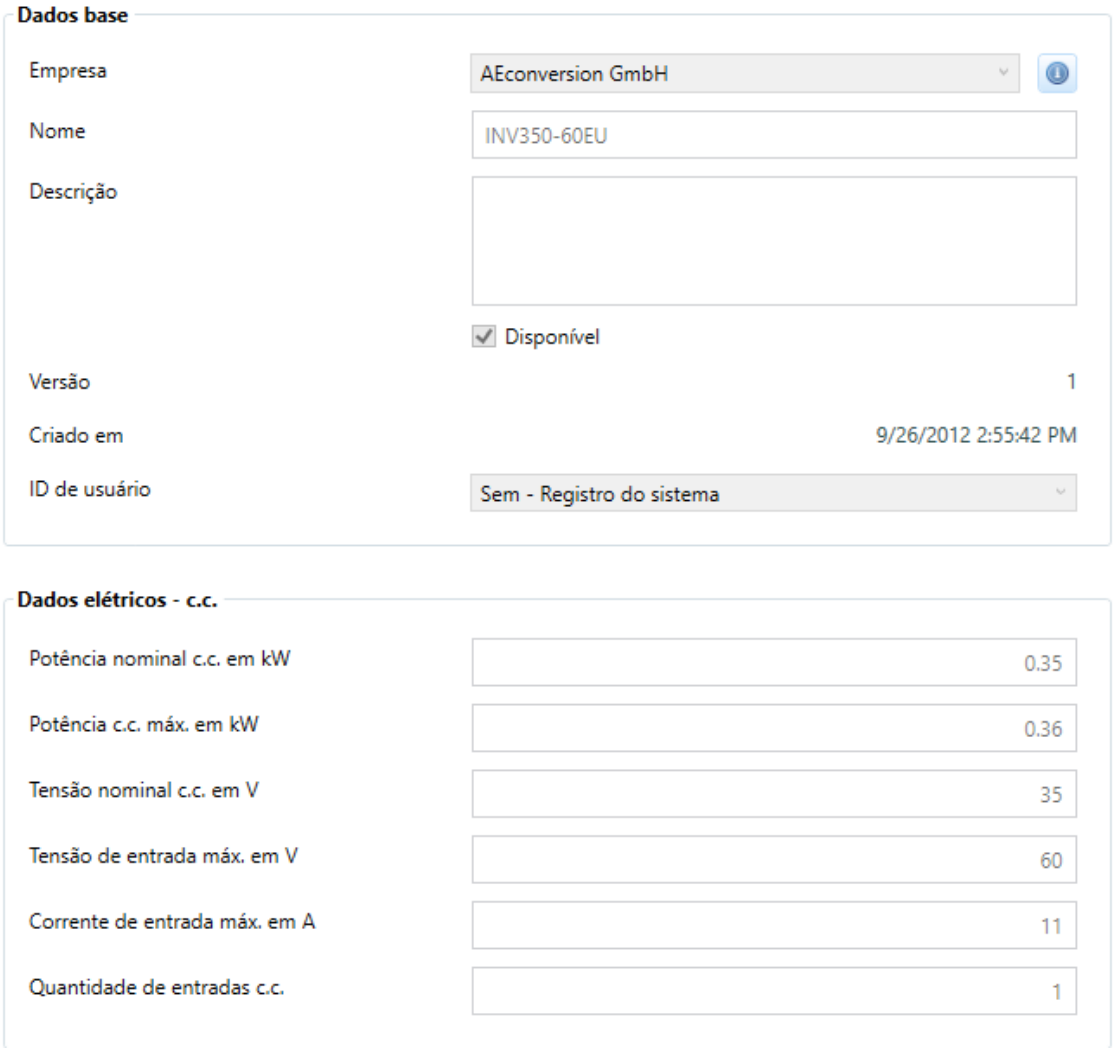
Fonte: *Valentin Software GMBH* (2020).

O inversor foi definido utilizando-se o banco de dados do próprio *software*, de forma que foi selecionado o que apresentava a melhor eficiência para a atual configuração. Os parâmetros para seleção do inversor podem ser observados na Figura 26. O inversor selecionado pode ser visualizado na Figura 26.

Figura 26 – Parâmetros definidos para seleção de inversor

Fonte: *Valentin Software GMBH* (2020).

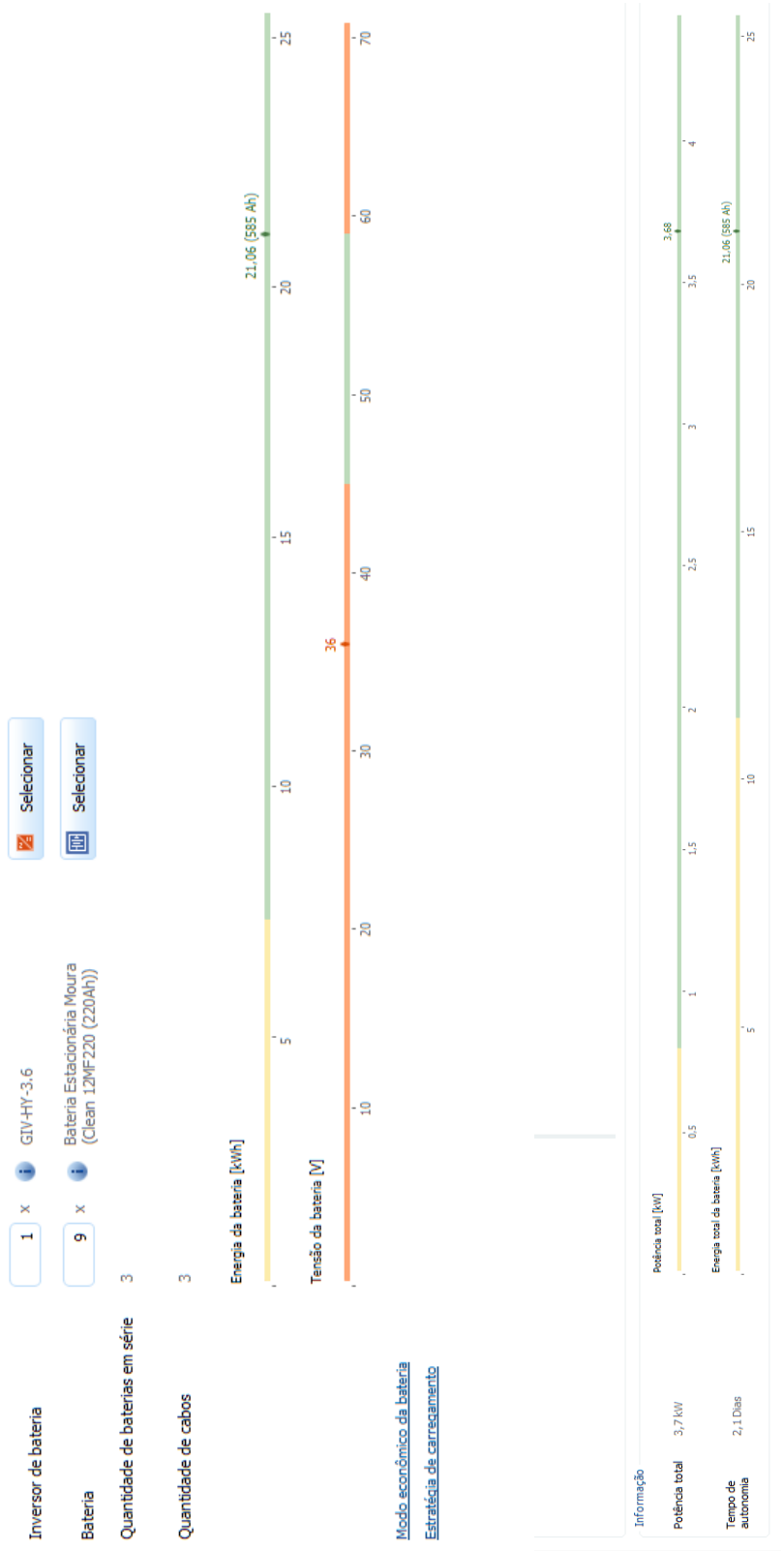
Figura 27 – Dados de entrada do inversor



Fonte: *Valentin Software GMBH* (2020).

Dada a condição de autonomia para dois dias, utilizando-se as baterias já definidas anteriormente, o *software* calculou que serão necessárias 9 baterias, sendo 3 séries de 3, tensão de 36 V, e potência total do banco de 3,7 kW como pode ser visto na Figura 28. Além disso, também é possível verificar a capacidade do banco de baterias.

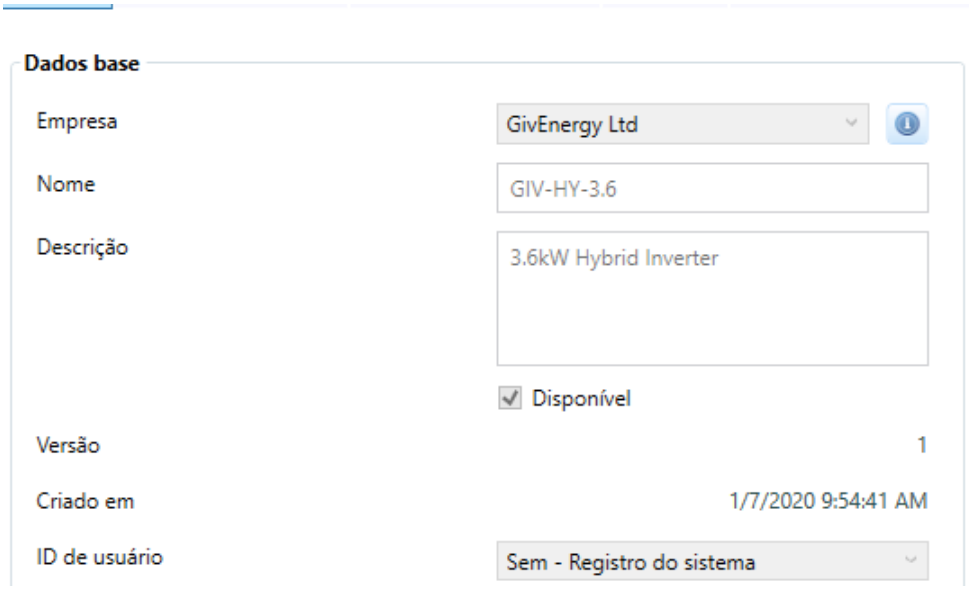
Figura 28 – Configuração de baterias para autonomia de 2 dias



Fonte: *Valentin Software GMBH* (2020).

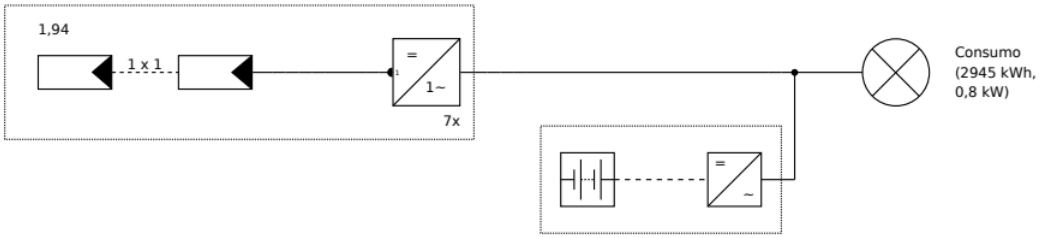
Analogamente, foi definido um inversor para o banco de baterias utilizando-se a base de dados do *software*, tendo em vista a melhor eficiência. O inversor é da empresa GivEnergy Ltd, modelo GIV-HY-3.6, como pode ser observado na Figura 29.

Figura 29 – Inversor do banco de baterias



Fonte: *Valentin Software GMBH* (2020).

Figura 30 – Diagrama do circuito



Fonte: *Valentin Software GMBH* (2020).

O *software* simulou que para esta configuração, a energia gerada será de 2966 kWh/ano, como pode ser visto na Figura 31.

Figura 31 – Energia gerada para o Sistema Autônomo

Fonte: *Valentin Software GMBH* (2020).

Foi realizada a análise do impacto econômico da possível implementação do sistema *off-grid.* Para isso, foi feita uma tabela com a composição de custos envolvendo equipamentos, manutenção e mão de obra, como pode ser visto na Tabela 7.

Tabela 7 – Composição dos custos do Sistema Autônomo

Composição De Custos	**Quantidade**	**Preço Unitário (R$)**	**Preço Total (R$)**
Painel Fotovoltaico	7	580,00	4.060,00
Bateria	9	1.999,00	17.991,00
Inversor de bateria	2	7.191,41	14.382,81
Inversor Solar	2	3.800,00	7.600,00
Mão de Obra			4.500,00
Total			**48.533,81**

Fonte: Produção do próprio autor.

Para análise do balanço econômico deste sistema foram definidos, a princípio, os parâmetros necessários, como pode ser observado no Quadro 11. Pode-se notar que o custo inicial deste sistema é mais elevado que os sistemas híbridos. Isso se deve à sua característica autônoma, totalmente isolado da rede elétrica, de forma que utiliza unicamente a energia solar para alimentar suas cargas. Portanto, a quantidade de baterias necessárias para armazenamento da energia elétrica é maior e, consequentemente, seu custo também é mais alto em relação aos outros.

Quadro 11 – Parâmetros utilizados para o Sistema Autônomo

Parâmetros	**Valor**
Investimento inicial (R$)	48.533,81
Taxa de depreciação dos módulos (a.a.)	0,90%
Tarifa atual (R$/kW)	0,431
Taxa de reajuste da tarifa (a.a.)	7%
Manutenção (a.a.)	1,00%
Energia produzida (kWh/Ano)	2.966
Impostos anuais – ICMS, PIS/PASEP, COFINS (R$)	11,03%
TMA	4,00%

Fonte: Produção do próprio autor.

Após definição dos parâmetros, criou-se a Tabela 8. Nesta, pode-se observar as informações sobre a energia produzida, a tarifa, a economia gerada com impostos inclusos e o fluxo de caixa. É possível visualizar também os valores de fluxo de caixa considerando o valor da moeda no futuro, na coluna referente a valor presente. Da coluna de valor presente acumulado é possível verificar a soma do fluxo de caixa por ano, também considerando o valor da moeda no futuro com a inflação.

Tabela 8 – Economia proporcionada ao longo dos anos para o Sistema Autônomo

Ano	Energia gerada (kWh/ano)	Tarifa (R$/kW)	Economia incluindo impostos (R$)	Custo com manutenção (R$)	Fluxo de caixa (R$)	Valor presente (R$)	Valor presente acumulado (R$)
0		0,43			-48.533,81	-48.533,81	-48.533,81
1	2.966,00	0,46	1.436,86	-485,34	951,52	914,93	-47.618,88
2	2.939,31	0,50	1.523,60	-485,34	1.038,27	959,94	-46.658,95
3	2.912,85	0,55	1.644,27	-485,34	1.158,93	1.030,29	-45.628,66
4	2.886,64	0,60	1.774,50	-485,34	1.289,16	1.101,98	-44.526,68
5	2.860,66	0,65	1.915,04	-485,34	1.429,70	1.175,11	-43.351,58
6	2.834,91	0,71	2.066,70	-485,34	1.581,37	1.249,78	-42.101,80
7	2.809,40	0,77	2.230,38	-485,34	1.745,05	1.326,09	-40.775,71
8	2.784,11	0,84	2.407,03	-485,34	1.921,69	1.404,16	-39.371,55
9	2.759,06	0,91	2.597,66	-485,34	2.112,33	1.484,09	-37.887,45
10	2.734,22	0,99	2.803,40	-485,34	2.318,06	1.566,00	-36.321,46
11	2.709,62	1,08	3.025,42	-485,34	2.540,08	1.649,99	-34.671,47
12	2.685,23	1,18	3.265,03	-485,34	2.779,69	1.736,19	-32.935,28
13	2.661,06	1,28	3.523,62	-485,34	3.038,28	1.824,71	-31.110,57
14	2.637,11	1,40	3.802,69	-485,34	3.317,35	1.915,69	-29.194,88
15	2.613,38	1,52	4.103,86	-485,34	3.618,52	2.009,23	-27.185,64
16	2.589,86	1,66	4.428,88	-485,34	3.943,54	2.105,49	-25.080,16
17	2.566,55	1,80	4.779,64	-485,34	4.294,30	2.204,58	-22.875,58
18	2.543,45	1,96	5.158,18	-485,34	4.672,84	2.306,65	-20.568,93
19	2.520,56	2,14	5.566,71	-485,34	5.081,37	2.411,83	-18.157,10
20	2.497,87	2,33	6.007,58	-485,34	5.522,24	2.520,28	-15.636,82
21	2.475,39	2,54	6.483,38	-485,34	5.998,04	2.632,14	-13.004,68
22	2.453,11	2,76	6.996,85	-485,34	6.511,52	2.747,57	-10.257,11
23	2.431,04	3,01	7.551,00	-485,34	7.065,66	2.866,72	-7.390,38
24	2.409,16	3,28	8.149,03	-485,34	7.663,69	2.989,77	-4.400,61
25	2.387,48	3,57	8.794,42	-485,34	8.309,09	3.116,88	-1.283,73

Fonte: Produção do próprio autor.

Para o este cenário, a economia de energia proporcionada pelo sistema autônomo terá valor menor do que os gastos com a instalação e manutenção dele, com base no valor presente acumulado do último ano do projeto, que pode ser observado na Tabela 8.

5.3.4 Definição do Cenário a ser utilizado

De acordo com a análise financeira realizada, a melhor opção será a utilização do Cenário I, visto que, além de atingir seu propósito de garantir que a produção de leite não sofra com as

ocorrências de inadequação da qualidade de energia da rede elétrica, também é um investimento que possui um tempo de retorno menor do que o tempo estimado para a duração desse sistema. O mesmo não acontece com o Cenário II, já que este não se paga durante os 25 anos projetados. Embora o sistema autônomo seja financeiramente melhor que o Cenário II, este também apresenta balanço negativo.

6 AVALIAÇÃO DA ECONOMIA DE LEITE

O Cenário I mostrou-se como sendo o que apresenta o melhor custo-benefício e, portanto, será avaliado o impacto econômico geral incorporando os benefícios que o sistema possui em relação à produção de leite.

O litro de leite é vendido a R$ 1,50, e a quantidade de leite armazenada no tanque refrigerador é de 45 litros por dia, de segunda a sábado. Um caminhão passa recolhendo o leite a cada 3 dias e, portanto, o tanque refrigerador vai comportar de 45 a 135 litros de leite no máximo, desta forma, a quantidade média de leite que deve ficar armazenado neste tanque, sem que este pare de funcionar, é de 90 litros. Como referido anteriormente neste projeto, a frequência de falhas da rede elétrica é de uma por mês. Com o sistema proposto, não haverá perdas de leite em caso de falha da rede, assim, calculou-se, com auxílio da planilha eletrônica *LibreOffice Calc*, quanto o produtor deixará de perder no tempo de 25 anos de duração do sistema proposto.

Para este cálculo, foi avaliado o valor do litro de leite para cada ano subsequente do projeto. Para isto, foi necessário o uso do banco de dados do Centro de Estudos Avançados em Economia Aplicada (CEPEA), que contém o valor do litro de leite médio no Brasil nos últimos 10 anos (UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO, 2020). Com isso, obteve-se a variação média do preço do litro de leite a cada ano, como pode ser observado na Tabela 9.

Tabela 9 – Variação média no valor do litro de leite

Ano	Preço do leite [R$]	Variação do preço do leite por litro a cada ano [%]
01/2010	0,57	
01/2011	0,67	17,54%
01/2012	0,76	13,43%
01/2013	0,81	6,58%
01/2014	0,918	13,33%
01/2015	0,84	-8,50%
01/2016	0,96	14,29%
01/2017	1,18	22,92%
01/2018	0,98	-16,95%
01/2019	1,28	30,61%
01/2020	1,36	6,25%
Variação média (%)		9,95%

Fonte: Universidade de São Paulo (2020).
Nota: Adaptado pelo autor.

De posse da variação média, e da TMA de 4%, como definida no tópico da análise financeira do sistema fotovoltaico, calculou-se a quantia que o produtor deixará de perder a cada ano, como pode ser visto na coluna “Valor Presente Líquido”, e a quantia total que ele não perderá até o fim da duração do projeto, como pode ser visto na coluna “Valor Presente Acumulado”, da Tabela 10.

Tabela 10 – Economia com leite ao longo dos anos

Ano	Litro de leite (R$)	Quantidade média de leite armazenado (l)	Economia de gastos anual (R$)	Valor presente líquido (R$)	Valor presente acumulado (R$)
0			0	0,00	0,00
1	1,50	90	1.620,00	1.557,69	1.557,69
2	1,65	90	1.781,20	1.646,82	3.204,51
3	1,81	90	1.958,45	1.741,05	4.945,57
4	1,99	90	2.153,33	1.840,67	6.786,24
5	2,19	90	2.367,60	1.945,99	8.732,23
6	2,41	90	2.603,19	2.057,34	10.789,57
7	2,65	90	2.862,23	2.175,06	12.964,63
8	2,91	90	3.147,05	2.299,52	15.264,15
9	3,20	90	3.460,20	2.431,09	17.695,24
10	3,52	90	3.804,52	2.570,20	20.265,44
11	3,87	90	4.183,10	2.717,26	22.982,69
12	4,26	90	4.599,35	2.872,74	25.855,43
13	4,68	90	5.057,02	3.037,11	28.892,55
14	5,15	90	5.560,23	3.210,89	32.103,44
15	5,66	90	6.113,51	3.394,62	35.498,06
16	6,22	90	6.721,86	3.588,85	39.086,91
17	6,84	90	7.390,73	3.794,20	42.881,12
18	7,52	90	8.126,17	4.011,31	46.892,42
19	8,27	90	8.934,78	4.240,83	51.133,25
20	9,10	90	9.823,86	4.483,48	55.616,73
21	10,00	90	10.801,42	4.740,02	60.356,76
22	11,00	90	11.876,24	5.011,24	65.368,00
23	12,09	90	13.058,02	5.297,98	70.665,98
24	13,29	90	14.357,39	5.601,13	76.267,11
25	14,62	90	15.786,06	5.921,62	82.188,72

Fonte: Produção do próprio autor.

O montante que o produtor deixará de perder, em relação somente ao leite, com o sistema fotovoltaico implementado atendendo o Cenário I é de R$ 82.188,72. Tal valor pode ser observado na coluna “Valor Presente Acumulado”, ano 25, da Tabela 10. O sistema proposto correspondente ao Cenário I gerará um lucro de R$ 25.414,71 apenas em relação à conta de energia elétrica, conforme calculado na avaliação financeira do Cenário I, maior do que o lucro gerado com um possível investimento no Tesouro Direto, de apenas R$ 22.752,11. Portanto, com este projeto, o produtor terá uma previsão de balanço final equivalente a R$ 107.603,44.

Quadro 12 – Fluxo de caixa total

Ano	Fluxo de caixa total (R$)
0	-20.538,00
1	2.663,52
2	2.923,63
3	3.207,62
4	3.517,70
5	3.856,29
6	4.226,06
7	4.629,89
8	5.070,97
9	5.552,76
10	6.079,07
11	6.654,06
12	7.282,27
13	7.968,69
14	8.718,78
15	9.538,48
16	10.434,34
17	11.413,51
18	12.483,81
19	13.653,81
20	14.932,90
21	16.331,35
22	17.860,40
23	19.532,39
24	21.360,79
25	23.360,39

Fonte: Produção do próprio autor.

Utilizando-se a planilha eletrônica, calculou-se a atratividade do investimento (TIR), desta vez, com o balanço total. Os dados para o cálculo da TIR final estão no Quadro 12. Este possui o fluxo de caixa do sistema do Cenário I somado com o fluxo de caixa da quantidade de leite que não será perdida, durante cada ano do projeto. A TIR deste projeto é de 21,45%, muito acima da TIR de 9,4% referente ao investimento em títulos no tesouro direto.

7 CONCLUSÃO

No presente trabalho, estudou-se maneiras de, utilizando a energia fotovoltaica, solucionar o problema que uma empresa produtora de leite que se encontra numa região rural, enfrenta com a qualidade inadequada da energia fornecida pela rede elétrica. Foram analisados dois diferentes cenários com sistemas fotovoltaicos híbridos, e um cenário com um sistema independente da rede elétrica. Para que os cenários analisados pudessem ter um desempenho mais eficiente, também foram analisadas diferentes configurações de bancos de baterias.

Para simulação dos cenários, foram coletados dados das faturas de energia da empresa para que fosse estipulada a demanda média de energia, assim como informações sobre as cargas críticas e seu regime de funcionamento, com o intuito de se estimar qual seria a demanda mínima que o sistema fotovoltaico deveria suprir. Além disso, avaliou-se o potencial solar e a complexidade da logística de instalação e manutenção de um sistema fotovoltaico no local e, a partir destas informações, foram definidos os equipamentos para instalação do sistema. Estes dados foram inseridos na ferramenta de PV SOL para simulação dos cenários, e desta forma, obteve-se também a energia elétrica gerada para cada configuração analisada.

A análise econômica de cada cenário levou em consideração a estimativa da inflação atual e as informações de energia gerada de cada cenário. Utilizando-se a ferramenta Microsoft *excel*, obteve-se o balanço financeiro. Também foi feita uma comparação com o investimento na forma de compra de títulos do tesouro direto, para perspectiva adicional em termos de custo-benefício do investimento. Foi feita uma última análise, para estimativa do quanto o produtor deixaria de perder financeiramente, ao ser implantada a solução de geração de energia híbrida para eliminar os problemas causados pela qualidade inadequada da energia fornecida pela rede, e chegou-se ao resultado de R$ 82.188,72.

Após a análise dos cenários, concluiu-se que o Cenário I é o mais adequado para implantação na empresa produtora de leite. Este cenário é o único dentre os três que é capaz de gerar energia suficiente para abater os custos iniciais de instalação, e os custos posteriores de manutenção. O sistema dimensionado no Cenário I é capaz de gerar uma economia de energia tal que este possui um período de *payback* de 14 anos e 6 meses, tempo necessário para que haja o abate do

investimento inicial de sua implantação e também sua manutenção posterior, os quais totalizam um investimento de R$ 20.538,00 que seria realizado pelo produtor. Após o tempo de 25 anos estimado para o projeto, este cenário gera um lucro de R$ 24.737,00 para o produtor. Por fim, estimou-se que a empresa selecionada para este estudo teria um retorno de R$ 106.925,72 caso decidisse implantar o sistema proposto pelo Cenário I.

7.1 Viabilidade da Energia Solar Híbrida no Brasil

A legislação da ANEEL não explicita a possibilidade de utilização de um sistema fotovoltaico híbrido, que utiliza simultaneamente a rede de energia elétrica e um banco de baterias como fontes de energia. As concessionárias brasileiras de energia elétrica utilizam este fato como base para negar sistemas com esta proposta. Apesar de não constar como proibida em legislação, deve haver previsão explicita na forma da lei para que sistemas deste tipo sejam aprovados. Assim, sugere-se que seja feito um estudo para que projetos *on-grid/off-grid* sejam viabilizados no Brasil, já que reúnem as vantagens de um sistema *on-grid* e um *off-grid* em um único sistema, aumentando assim a flexibilidade da geração.

Sugere-se, para projetos futuros, que sejam implementados novos cenários com diferentes fontes renováveis na matriz energética, para geração de energia em lugares remotos. A biomassa por exemplo, é uma excelente fonte para análise, considerando a produção diária de dejetos das vacas e outros animais envolvidos num contexto rural. O biogás, produto da biomassa, pode ser produzido em um biodigestor e utilizado para complementar a geração de energia elétrica, de forma a minimizar os problemas gerados pela intermitência da fonte solar. O biodigestor também pode fornecer adubo, elemento amplamente utilizado na agricultura.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ABREU FILHO. J. C. F.; SOUZA, C. P.; GONÇALVES, D. A.; CURY, M. V. Q. **Finanças corporativas**. Reimpressão. Rio de Janeiro: Editora FGV, 2007.

AGÊNCIA DE SERVIÇOS PÚBLICOS DE ENERGIA DO ESTADO DO ESPÍRITO SANTO. **A energia solar no Espírito Santo: Tecnologia, aplicações e oportunidades**. Vitória, 2013. Disponível em: https://arsp.es.gov.br/Media/arsi/Energia/Estudos%20Energ%C3%A9ticos/2013/EnergiaSolarES.pdf. Acesso em: 20 nov. 2019.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST:** Módulo 8 – Qualidade da Energia Elétrica. Brasília, DF: ANEEL, 2016. Disponível em: http://www.aneel.gov.br/modulo-8. Acesso em: 20 out. 2019.

_____. **Resolução Homologatória nº 2.591/2019**. Homologa o Reajuste Tarifário Anual da Empresa Luz e Força Santa Maria S.A. - ELFSM. Brasília, DF: ANEEL, 2012. Disponível em: https://www.aneel.gov.br/documents/654778/19224298/Info++Agosto+2019.pdf/dba23e30-e045-cfa3-44dc-5ccb6222725c. Acesso em: 20 dez. 2020.

_____. **Resolução Normativa nº 517**. Altera a Resolução Normativa nº 482, de 17 de abril de 2012, e o Módulo 3 dos Procedimentos de Distribuição – PRODIST. Brasília, DF: ANEEL, 2012. Disponível em: http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2012517.pdf. Acesso em: 21 nov. 2019.

BEZERRA, M. **Tecnologia da fabricação de derivados do leite**. Guarapuava: Unicentro, 2008.

BRASIL, Ministério de Minas e Energia. Secretaria de Planejamento e Desenvolvimento Energético. **Resenha Energética Brasileira** - Exercício de 2016. Brasília, DF: Ministério de Minas e Energia, 2018. Disponível em:http://www.mme.gov.br/web/guest/secretarias/planejamento-e-desenvolvimento-energetico/publicacoes/resenha-energetica-brasileira. Acesso em: 03 nov. 2020.

CANADIAN SOLAR. **Canadian Solar Datasheet CS6U-325|330|335P**. 2019. Disponível em: https://www.solarelectricsupply.com/canadian-solar-cs6u-335p-335w-low-price-solar-panel. Acesso em: 17 jan. 2020.

CENTRO DE PESQUISA DE ENERGIA ELÉTRICA; CENTRO DE REFERÊNCIA PARA ENERGIA SOLAR E EÓLICA. **Potencial Solar- SunData**. Rio de Janeiro: CEPEL; CRESESB, 2014. Disponível em: http://www.cresesb.cepel.br/index.php?section=sundata. Acesso em: 01 out. 2019

CLIMATE DATA. **Dados climáticos para cidades mundiais**. 2019. Disponível em: https://pt.climate-data.org/. Acesso em: 01 out. 2019.

DASSI, J. A.; ZANIN, A.; BAGATINI, F. M.; TIBOLA, A.; BARRICHELO, R.; MOURA, G. D. Análise da Viabilidade Econômico-Financeira da Energia Solar Fotovoltaica em Uma Instituição de Ensino Superior do Sul do Brasil. *In*: CONGRESSO BRASILEIRO DE CUSTOS, 22., Paraná, 2015. **Anais** […]. Foz do Iguaçu: Associação Brasileira de Custos, 2015. p. 1-16.

ENERGIA SOLAR VIDA. **Sistema híbrido**, 2018. Disponível em: http://esvsolarvida.com.br/hibrido/. Acesso em: 01 out. 2019.

ERDINC, O.; UZUNOGLU, M. Optimum design of hybrid renewable energy systems: Overview of different approaches. **Renewable and Sustainable Energy**, Amsterdã, v. 16, n. 3, p. 1412-1425, 2012. Disponível em: https://doi.org/10.1016/j.rser.2011.11.011. Acesso em: 10 ago. 2019.

GOEL, S.; SHARMA, R. Performance evaluation of stand-alone, grid connected and hybrid renewable energy systems for rural application: A comparative review. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, Amsterdã, v. 78, p. 1378-1389, 2017. Disponível em: http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2017.05.200. Acesso em: 03 jun. 2019.

GUIMARÃES, A. P. C.; RIBEIRO, C. M.; BASTOS, L. E. G.; VALENTE, L. C. G.; SILVA, P. C. D.; OLIVEIRA, R. X. D. **Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos**. Rio de Janeiro: CRESESB, 2004.

HOMERO, V. **Mercado reduz estimativa de inflação de 2020 para 3,25%.** PODER360, 2020. Disponível em: https://www.poder360.com.br/economia/mercado-reduz-estimativa-de-inflacao-de-2020-para-325/. Acesso em: 18 mar. 2020.

MARINOSKI, D; SALAMONI, I; RUTHER, R. **Pré-dimensionamento de sistema solar fotovoltaico:** estudo de caso de edifício-sede do CREA-SC. *In:* CONFERÊNCIA LATINO-AMERICANA DE CONSTRUÇÃO SUSTENTÁVEL, 1.; ENCONTRO NACIONAL DE TECNOLOGIA DO AMBIENTE CONSTRUÍDO, 10., 2004. **Anais** […]. São Paulo, SP: ENTAC, 2004. p. 1-14.

MIRANDA, G. J. Be prepared! [power industry deregulation]. **IEEE Industry Applications Magazine**, v. 9, n. 2, p. 12-20, 2003. Disponível em: https://ieeexplore.ieee.org/document/1180945. Acesso em: 03 jun. 2019.

MOURA. **Baterias Estacionárias Moura Clean**. 2019. Disponível em: https://www.neosolar.com.br/media/pdf/manuais/moura_baterias_estacionarioas_clean_pt.pdf. Acesso em: 02 ago. 2019.

NASCIMENTO, L. **Energia solar no Brasil**: situação e perspectivas. Brasília, DF: Câmara dos Deputados. 2017. (Estudo Técnico)

NEOSOLAR. **Linha UPower Inversor/Carregador 3 em 1**. 2019. Disponível em: https://www.neosolar.com.br/loja/fileuploader/download/download/?d=1&file=custom/upload/File-1555510476.pdf. Acesso em: 01 out. 2019.

PINHO, J.; GALDINO, A. **Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos**. Rio de Janeiro: CRESESB, 2014.

PORTAL SOLAR. **Porque dimensionar o seu inversor é uma boa ideia**. 2017. Disponível em: https://www.portalsolar.com.br/blog-solar/curiosidades-sobre-energia-solar/porque-dimensionar-o-seu-inversor-e-uma-boa-ideia.html. Acesso em: 14 dez. 2019.

_____. **Quanto custa para instalar energia solar**. 2018. Disponível em: https://portalsolar.com.br/quanto-custa-para-instalar-energia-solar.html. Acesso em: 21 dez. 2019.

SECRETARIA DE ESTADO DA FAZENDA DO ESPÍRITO SANTO. **Regulamento do Imposto sobre Operações Relativas à Circulação de Mercadorias e sobre Prestações de serviços de Transporte Interestadual e Intermunicipal e de Comunicação – RICMS/ES.** Vitória, 2010. Disponível em: http://www.sefaz.es.gov.br/legislacaoonline/lpext.dll/InfobaseLegislacaoOnline/ricms%20-%20dec%201090-r/ricms%20-%20%EDndice.htm. Acesso em: 09 nov. 2020.

SILVA, A. J.; MUNHOZ, F. C.; CORREIA, P. B. Qualidade na utilização de energia elétrica no setor rural: problemas, legislação e alternativas. *In*: ENCONTRO DE ENERGIA NO MEIO RURAL, 4., 2002, Campinas. **Proceedings** [...]. Campinas, 2002. p. 1-5. Disponível em: http://www.proceedings.scielo.br/scielo.php?script=sci_arttext&pid=MSC0000000022002000200047&lng=en&nrm=abn. Acesso em: 18 out. 2019.

SOUZA, R. D. **Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede (*On-grid*):** O Guia 100% Completo. BlueSol, 2017. Disponível em: https://blog.bluesol.com.br/sistema-fotovoltaico-conectado-a-rede-on-grid/. Acesso em: 20 out. 2019.

TESOURO DIRETO. **Preços e taxas dos títulos IPCA, Pré e Pós-fixados**. 2020. Disponível em: https://www.tesourodireto.com.br/titulos/precos-e-taxas.htm. Acesso em: 03 jan. 2020.

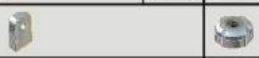
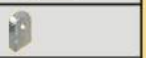
UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO. Escola Superior de Agricultura Luiz de Queiroz. Centro de Estudos Avançados em Economia Aplicada. **Leite ao produtor CEPEA/ESALQ (R$/litro) - líquido**. 2020. Disponível em: https://www.cepea.esalq.usp.br/br/indicador/series/leite.aspx?id=leitep. Acesso em: 22 jun. 2020.

VALENTIN SOFTWARE GMBH. **PV*SOL Premium: The design and simulation software for photovoltaic systems**. Version 2020.7. [S.I.]: Valentin Software, 2020. Disponível em: https://valentin-software.com/en/products/pvsol-premium/. Acesso em: 10 jan. 2020.

WEILLER, F. **Entenda mais sobre a manutenção no sistema solar fotovoltaico.** Energon Brasil, 2018. Disponível em: http://energonbrasil.com.br/quanto-custa-a-manutencao-no-sistema-solar-fotovoltaico/. Acesso em: 21 dez. 2019.

ANEXO A – *DATASHEET* DO MODELO DE BATERIA MOURA *CLEAN*

MODELOS DE BATERIAS

Modelo		12MF36 12MC36	12MF45 12MC45	12MF55 12MC55	12MF63 12MC63	12MF80 12MC80	12MF100	12MF105 12MC105	12MF150 12MC150	12MF175 12MC175	12MF220 12MC220
Tensão Nominal (V)		12					12	12	12	12	12
Capacidade a 25°C (Ah)	10 h-1,75V/Elem.	32	41	50	57	72	90	94	135	156	195
	20 h-1,75V/Elem.	36	45	55	63	80	100	105	150	175	220
	100 h-1,75V/Elem.	40	50	60	69	87	110	115	165	194	244
Dimensões (mm)	Comprimento	212	212	242	277	330	397	330	512	517	517
	Largura	175	175	175	175	172	104,5	172	211	272	272
	Altura	175	175	175	175	254	272	254	238	246	246
Peso (kg)		10,5	11,5	13,5	16,4	22,0	30,0	25,5	44,0	51,0	56,2
Posição dos Terminais											
Tipo dos Terminais											
Acessórios		Parafusos, arruelas e porcas sextavadas em aço inox					Parafusos e arruelas em aço inox	Parafusos, arruelas e porcas sextavadas em aço inox			
Tensão de Flutuação (V)		2,20 - 2,23 p/elemento a 25°C									
Tensão de Eqüalização (V)		2,35 - 2,40 p/elemento a 25°C									
Tensão Única de Flutuação (V)		2,26 - 2,30 p/elemento a 25°C									
Compensação de Temperatura		- 0,33V para cada 10°C acima de 25°C									
		+ 0,33V para cada 10°C abaixo de 25°C									

DETALHES CONSTRUTIVOS

Princípio Tecnológico		Filtragem das goticulas ácidas.
Postes		Em chumbo de baixo antimônio sem presença de estanho (Sn).
Placas	Grades:	Liga chumbo-cálcio-estanho-prata (Ag10) de grande espessura e resistência à corrosão e a altas temperaturas.
	Material Ativo:	De alta densidade e resistência a altas temperaturas.
Separadores		Tipo microporoso de alta resistência mecânica.
Caixa e Tampa		De copolímetro de polipropileno de alta resistência, com tampas soldadas por fusão do material, impossibilitando vazamentos.
Indicador de Carga	Verde:	Bateria com carga.
	Preto:	Bateria descarregada.
	Claro:	Substituir bateria.
Certificados de Qualidade		ISO 9001
		QS 9000

Capacidade nominal (Ah) a 25°C em diferentes regimes

Modelo	Horas																	
	20	10	9	8	7	6	5	4,5	4	3,5	3	2,5	2	1,5	1	0,75	0,5	0,25
12MF36 12MC36	36,1	32,2	31,8	31,1	30,4	29,6	28,6	28,0	27,3	26,6	25,8	24,8	23,6	22,0	19,8	18,2	16,0	12,2
12MF45 12MC45	45	41	40	39	38	37	36	35	34	33	32	31	30	28	25	23	20	15
12MF55 12MC55	55	50	49	47	46	45	44	43	42	41	39	38	36	34	30	28	24	18
12MF63 12MC63	63	57	56	54	53	52	50	49	48	47	45	43	41	39	35	32	28	21
12MF80 12MC80	80	72	71	69	67	66	63	62	60	59	57	55	52	49	44	40	35	27
12MF100	100	90	88	86	84	82	79	77	76	74	71	68	65	61	55	50	44	33
12MF105 12MC105	105	94	93	91	89	86	83	82	80	78	75	72	69	64	58	53	47	36
12MF150 12MC150	151	135	132	130	127	123	119	116	113	110	107	103	97	91	81	75	65	49
12MF175 12MC175	174	156	154	150	146	142	137	134	131	128	124	119	113	105	95	87	76	58
12MF220 12MC220	218	195	193	188	183	178	172	169	165	160	155	149	141	132	118	109	95	72

ANEXO B – *DATASHEET* DO MÓDULO SOLAR MAXPOWER CS6U-335P

CanadianSolar

MAXPOWER
CS6U-325 | 330 | 335P

Canadian Solar's modules use the latest innovative cell technology, increasing module power output and system reliability, ensured by 17 years of experience in module manufacturing, well-engineered module design, stringent BOM quality testing, an automated manufacturing process and 100% EL testing.

25 years linear power output warranty

10 years product warranty on materials and workmanship

KEY FEATURES

- Excellent module efficiency of up to: 17.23 %
- High PTC rating of up to: 92.18 %
- IP68 junction box for long-term weather endurance
- Heavy snow load up to 5400 Pa, wind load up to 3600 Pa*

MANAGEMENT SYSTEM CERTIFICATES*

ISO 9001:2015 / Quality management system
ISO 14001:2015 / Standards for environmental management system
OHSAS 18001:2007 / International standards for occupational health & safety

PRODUCT CERTIFICATES*

IEC 61215 / IEC 61730: VDE / CE / MCS / INMETRO / CEC AU / KEMCO / SII
UL 1703 / IEC 61215 performance: CEC listed (US) / FSEC (US Florida)
UL 1703: CSA / IEC 61701 ED2: VDE / IEC 62716: VDE
UNI 9177 Reaction to Fire: Class 1 / IEC 60068-2-68: SGS
Take-e-way

* We can provide this product with special BOM specifically certified with salt mist, ammonia and sand blowing tests. Please talk to our local technical sales representatives to get your customized solutions.

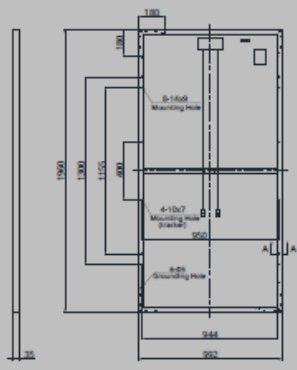
CANADIAN SOLAR INC. is committed to providing high quality solar products, solar system solutions and services to customers around the world. No. 1 module supplier for quality and performance/price ratio in IHS Module Customer Insight Survey. As a leading PV project developer and manufacturer of solar modules with over 30 GW deployed around the world since 2001.

*For detail information, please refer to Installation Manual.

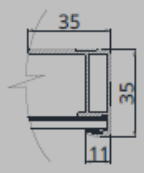
CANADIAN SOLAR INC.
545 Speedvale Avenue West, Guelph, Ontario N1K 1E6, Canada, www.canadiansolar.com, support@canadiansolar.com

ENGINEERING DRAWING (mm)

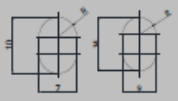
Rear View



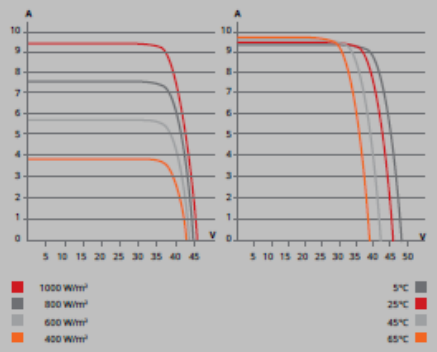
Frame Cross Section A-A



Mounting Hole



CS6U-330P / I-V CURVES



ELECTRICAL DATA | STC*

CS6U	325P	330P	335P
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	16.72%	16.97%	17.23%
Operating Temperature	-40°C ~ +85°C		
Max. System Voltage	1000 V (IEC/UL) or 1500 V (IEC/UL)		
Module Fire Performance	TYPE 1 (UL 1703) or CLASS C (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*

CS6U	325P	330P	335P
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.

MECHANICAL DATA

Specification	Data
Cell Type	Poly-crystalline, 6 inch
Cell Arrangement	72 (6 × 12)
Dimensions	1960 × 992 × 35 mm (77.2 × 39.1 × 1.38 in)
Weight	22.4 kg (49.4 lbs)
Front Cover	3.2 mm tempered glass
Frame Material	Anodized aluminium alloy
J-Box	IP68, 3 bypass diodes
Cable	4.0 mm² (IEC), 12 AWG (UL), 1160 mm (45.7 in)
Connector	T4 series
Per Pallet	30 pieces
Per Container (40' HQ)	720 pieces

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

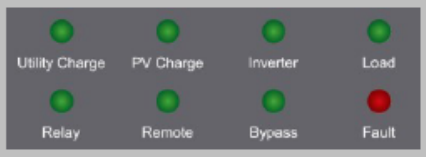
PARTNER SECTION

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

Sept. 2018. All rights reserved, PV Module Product Datasheet V5.57_EN

ANEXO C – *DATASHEET* DO INVERSOR SOLAR UP 1000-M3222

3.1 Indicadores



Indicador	Cor	Estado	Instrução
Utility Charge	Verde	Desligado	Rede desconectada
		Ligado Fixo	Rede conectada, porém não carregando
		Piscando Devagar (0,5 Hz)	Rede conectada e carregando
		Piscando Rapidamente (2,5 Hz)	Falha no módulo de carga da rede
PV Charge	Verde	Desligado	Arranjo FV desconectado
		Ligado Fixo	Arranjo FV conectado, porém não carregando
		Piscando Devagar (0,5 Hz)	Arranjo FV conectado e carregando
		Piscando Rapidamente (2,5 Hz)	Falha no módulo de carga do arranjo FV
Inverter	Verde	Desligado	Inversor desligado
		Ligado Fixo	Inversor ligado, porém não fornecendo energia
		Piscando Devagar (0,5 Hz)	Inversor fornecendo energia
		Piscando Rapidamente (2,5 Hz)	Falha no inversor
Load	Verde	Desligado	Sem fornecer energia para as cargas
		Ligado Fixo	Fornecendo energia para as cargas
Relay	Verde	Desligado	Relé desligado
		Ligado Fixo	Relé ligado
Remote	Verde	Desligado	Recebendo tensão (3.3~12VCC)
		Ligado Fixo	Sem entrada de tensão
Bypass	Verde	Desligado	Energia sendo fornecida pelas baterias
		Piscando Devagar (0,5 Hz)	Energia sendo fornecida diretamente pela rede
Fault	Vermelho	Desligado	Equipamento em funcionamento normal
		Ligado Fixo	Equipamento com falha

NeoSolar
Distribuidor oficial no Brasil
Neosolar Energia Ltda .
www.neosolar.com.br

7. Especificações Técnicas

Item	UP 1000-M3212	UP 1000-M3222	UP 1500-M3222	UP 2000-M3322	UP 3000-M3322	UP3000-M6322
Tensão do banco de baterias	12VCC	24VCC				
Faixa de tensão de entrada das baterias	10,8~16VCC	21,6~32VCC				
Saída do Inversor						
Potência de Saída (funcionamento contínuo)	800W	800W	1200W	1600W	2400W	2400W
Potência de Saída (15 min)	1000W	1000W	1500W	2000W	3000W	3000W
Sobrecarga (5 seg)	1600W	1600W	2400W	3200W	4800W	4800W
Potência Máxima de Surto	2000W	2000W	3000W	4000W	6000W	6000W
Faixa de tensão de saída	220VCA±3%, 230VCA (-7%~+3%)					
Frequência de saída	50Hz/60Hz					
Formato de onda	Onda Senoidal Pura					
Distorção Harmônica Total	≤3% (12V ou 24V, carga resistiva)					
Eficiência do Inversor	91%	94%	95%	95%	95%	95%
Tempo de Transferência	20 milisegundos					
Entrada da Rede						
Faixa de tensão de entrada	160VCA~280VCA (faixa de tensão de trabalho) 170VCA~270VCA (faixa de tensão de partida)					
Corrente máxima de carga da rede	20A	20A	20A	30A	30A	30A
Carregamento Solar						
Máxima Tensão de Circuito-Aberto	60V* 46V◆	100V* 92V◆				150V* 138V*
Máxima Potência de Entrada	390W	780W	780W	780W	780W	1500W
Máxima Corrente de Carga	30A	30A	30A	30A	30A	60A
Tensão de Equalização	14,6V	29,2V				
Tensão de Carga Rápida	14,4V	28,8V				
Tensão de Flutuação	13,8V	27,6V				
Eficiência do MPPT	≤99.5%					
Eficiência de conversão de carga	≤98%					
Coeficiente de compensação de temperatura	-3mV°C/2V (Padrão)					
Outros						
Consumo em Stand-by	≤1,2A	≤0,6A	≤0,6A	≤0,8A	≤0,8A	≤0,8A
Grau de Proteção	IP30					
Umidade Relativa	< 95% (N.C.)					
Temperatura Ambiente de Funcionamento	-20°C~50°C (100% de potência)					
Parâmetros Físicos						
Dimensões	386×300×126mm			444×300×126mm		518×310×168mm
Dimensão de montagem	230mm					
Diâmetro do furo de montagem	Φ8mm					
Peso	7,3kg	7,3kg	7,4kg	8,5kg	9,2kg	14,9kg

*Na temperatura ambiente mínima
◆ À temperatura ambiente de 25°C

ANEXO D – *DATASHEET* DO MÓDULO SOLAR MAXPOWER CS6U-335P

EN

INV350-60

Micro-Inverter

Description

The AEconversion Micro-Inverter INV350-60 converts the generated energy into grid-compliant alternating current. For this, the INV350-60 is directly connected to one or two PV-modules. The individual conversion allows optimal utilization of solar energy.
The micro-inverter INV350-60 operates up to a maximum power of 350W with a maximum PV input voltage of 60V. It is available in 50Hz and 60Hz as well as Communication Versions: RS485, PLC and NoCom.

Input
· Maximum PV power: 350 W
· Maximum DC voltage: 60 V
· Min./Max. start voltage: 18 V / 60 V
· MPP range: 20 ... 50 V
· Maximum DC current: 11 A

Output
· Maximum AC Power: 330 W
· Nominal Current: 1.4 A
· Power factor: > 0.99

Efficiency
· Peak inverter efficiency: 93.5 %
· European efficiency: 91.8 %
· Nominal MPP efficiency: 99.8 %

Mechanical Data
· Operating Temperature: -25 °C ... +70 °C
· Night time power consumption: 30 mW
· Max. altitude a.s.l.: 2000 m

Housing
· 314 mm x 267 mm x 66.5 mm (DxWxH)
· Weight: 2.5 kg
· Cooling: natural convection
· Enclosure mterial: aluminum
· Protection Degree:
IP65 (50Hz-Version) / NEMA 4 (60Hz-Version)

50 Hz-Version
· Nominal AC voltage: 230 V
· Nominal AC voltage range: 184 V ... 264 V
· Frequency: 50.0 Hz
· Frequency range: 47.5 Hz ... 51.5 Hz
· Productsafety: IEC 62103:2003, IEC 62109-1:2010, IEC 55011B, EN 50178:1997
· EMC: EN 61000-6-2, EN 61000-6-3

60 Hz-Version
· Nominal AC voltage: 208 V or 240 V
· Nominal AC voltage range: 184 V ... 264 V
· Frequency: 60.0 Hz
· Frequency range: 59.5 Hz ... 60.3 Hz
· Productsafety: UL 1741:2010, IEEE 1547:2003, CSA C22.2
· EMC: FCC Part 15 Class B

Features
· Communication Versions: Powerline / RS-485 / No Com
· MSD integrated acc. to VDE AR-N 4105
· Safety class: Class I

AEconversion GmbH & Co. KG