

UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA CATARINA

PÂMELA CROTTI

**DIMENSIONAMENTO, INSTALAÇÃO E ANÁLISE DO DESEMPENHO DE UM
SISTEMA FOTOVOLTAICO AUTONOMO PARA ALIMENTAÇÃO DA
ILUMINAÇÃO EXTERNA DE UMA PLANTA PILOTO BIOCLIMÁTICA**

ARARANGUÁ, SC

2019

PÂMELA CROTTI

**DIMENSIONAMENTO, INSTALAÇÃO E ANÁLISE DO DESEMPENHO
DE UM SISTEMA FOTOVOLTAICO AUTÔNOMO PARA
ALIMENTAÇÃO DA ILUMINAÇÃO EXTERNA DE UMA PLANTA
PILOTO BIOCLIMÁTICA**

Trabalho de Conclusão de Curso,
apresentado à Universidade Federal de
Santa Catarina, como parte das
exigências para a obtenção do título de
Engenheiro(a) de Energia.

Araranguá, 26 de junho de 2019.

BANCA EXAMINADORA


Prof. Dr. Giuliano Arns Rampinelli (Orientador)
Universidade Federal de Santa Catarina


Profa. Me. Letícia Toret Scarabelot
Universidade Federal de Santa Catarina


Prof. Dr. Luciano Lopes Pfitscher
Universidade Federal de Santa Catarina

DIMENSIONAMENTO, INSTALAÇÃO E ANÁLISE DO DESEMPENHO DE UM SISTEMA FOTOVOLTAICO AUTONOMO PARA ALIMENTAÇÃO DA ILUMINAÇÃO EXTERNA DE UMA PLANTA PILOTO BIOCLIMÁTICA

Pâmela Crotti*

RESUMO

O aumento no consumo de energia elétrica é um fato e garantir o suprimento para esta demanda é um desafio. Os sistemas fotovoltaicos apresentam, atualmente, maturidade tecnológica e competitividade econômica e sua inserção na matriz elétrica contribui para diversificação e segurança do sistema de geração, transmissão e distribuição. Este trabalho apresenta o dimensionamento e instalação de um sistema fotovoltaico isolado (autônomo) para atendimento da demanda de iluminação externa de uma planta piloto bioclimática instalada no Centro de Ciências, Tecnologias e Saúde (CTS) da Universidade Federal de Santa Catarina (UFSC) em Araranguá. A planta piloto é uma edificação com arquitetura bioclimática que visa promover a eficiência energética da mesma. O sistema fotovoltaico autônomo foi dimensionado a partir do método analítico do mês crítico e simulações foram realizadas com o auxílio do software PVSystem. O sistema fotovoltaico isolado é composto por quatro módulos fotovoltaicos, um controlador de carga, um inversor, uma bateria e componentes periféricos. No escopo do trabalho também foi desenvolvida uma plataforma de monitoramento de dados para análise do desempenho do sistema fotovoltaico. A inserção do sistema fotovoltaico isolado para atender a demanda de iluminação externa irá contribuir para tornar a planta piloto bioclimática uma edificação de energia zero. Os resultados do monitoramento real e da simulação em software do sistema fotovoltaico apresentaram concordância. Durante a operação do sistema fotovoltaico foi verificado uma perda de carga, que pode ser minimizada a partir do chaveamento das cargas, diminuindo a demanda em dias críticos e garantindo 11 horas de operação.

Palavras-chave: Energia Solar; Sistema Fotovoltaico Isolado, Arduino.

ABSTRACT

The increase in electricity consumption is a fact and ensure the supply for this demand is a challenge. Photovoltaic systems currently have technological ripeness and economic competitiveness, their insertion in the electric matrix contributes to the diversification and security of the generation, transmission and distribution system. This work presents the design and installation offgrid photovoltaic system to meet the demand for external lighting of a bioclimatic building installed at Araranguá - Campus Mato Alto. The offgrid system was designed from the analytical *method of the critical month* and simulations were performed with the PVSyst software. The system consists of four photovoltaic modules, a load controller, an inverter, a battery and peripheral components. In the scope of work, a data monitoring platform was also developed to analyze the performance of the photovoltaic system. Inserting the offgrid system to meet the demand for external lighting will contribute making the bioclimatic building a nearly zero energy building (NZEB). The results of the real monitoring and software simulation of the photovoltaic system match. During the operation of the photovoltaic system a loss of load was verified, which can be minimized from load switching, reducing demand and ensuring 11 hours of load operation.

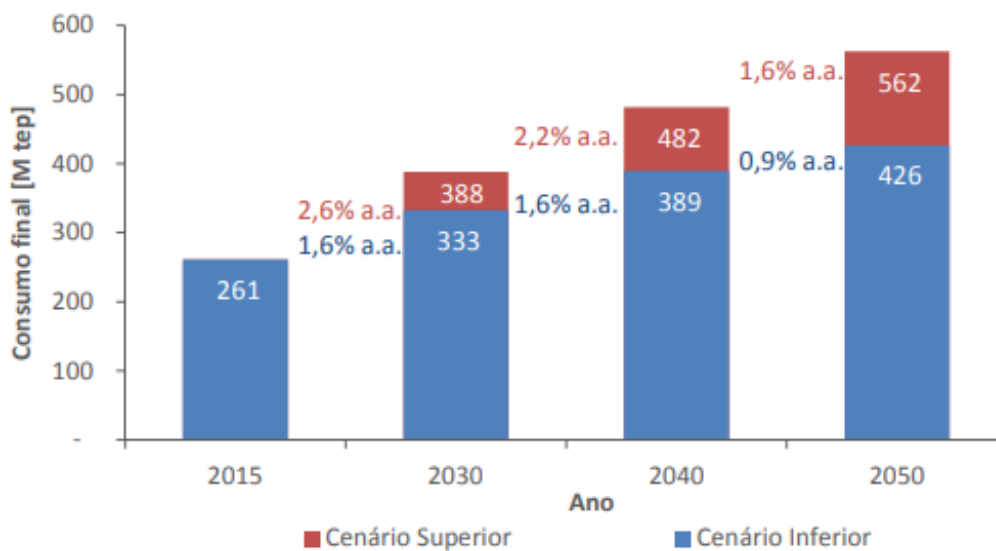
key-words: Solar energy, Off-grid, Arduino.

*Graduanda do Curso de Engenharia de Energia da Universidade Federal de Santa Catarina, Campus Araranguá, Rodovia Governador Jorge Lacerda, 3201, Jardim das Avenidas Araranguá, Santa Catarina, Brasil, CEP 88900- 000. E-mail: pamelacrotti@gmail.com.

1 INTRODUÇÃO

Segundo estudos da Empresa de Pesquisa Energética (EPE), a demanda de energia do Brasil em 2050 irá ser de, aproximadamente, o dobro da demanda de energia do ano de 2015, como pode ser visto na Figura 1.

Figura 1 – Cenários de aumento de demanda de energia até 2050



Fonte: EPE (2018)

Devido às secas dos últimos anos, a dificuldade de implementar novas usinas hidroelétricas devido a seus impactos sociais e ambientais, escassez de áreas com grande potencial hidrelétrico e o constante aumento nos preços dos combustíveis fósseis, a diversificação da matriz elétrica é fundamental para suprir a demanda de energia sem um aumento significativo nos preços e diminuir ao máximo a chance de falhas no suprimento de energia. É importante também que essa diversificação seja realizada com fontes de energias limpas e renováveis (PINHO; GALDINO, 2014).

A energia solar fotovoltaica é uma opção viável que irá contribuir para a diversificação da matriz elétrica, aumentar a segurança, reduzir as perdas e aliviar os transformadores e alimentadores. Ela também possui impactos ambientais positivos, considerando que não emite gás do efeito estufa, materiais particulados ou utiliza água na geração de energia elétrica (PINHO; GALDINO, 2014).

Uma das aplicações da energia solar fotovoltaica é o sistema autônomo, onde a energia elétrica gerada é imediatamente utilizada pelas cargas ou armazenada em baterias para ser utilizada quando não há geração fotovoltaica (períodos noturnos ou dias extremamente nublados). Esse tipo de sistema apresenta várias vantagens pois não há custo de transmissão, a energia é consumida no local, pode ser utilizado em áreas remotas sem a possibilidade de conexão com os sistemas de transmissão de energia elétrica ou alimentar cargas que não podem estar sujeitas a falhas da rede como por exemplo hospitais, indústrias dependentes de refrigeração e presídios. A desvantagem é o alto custo para a implantação de sistemas fotovoltaicos isolados, que apenas se justificam em áreas remotas.

Nos últimos anos o aumento da renda da população possibilitou o acesso de várias pessoas e comunidades à infraestrutura básica. Até abril de 2018 o Programa Luz Para Todos já chegou para 3.405.169 famílias, porém ainda há áreas no país sem acesso à eletricidade, principalmente no norte e nordeste (MME, 2018).

Considerando que o sistema fotovoltaico gera energia elétrica apenas na presença de radiação solar, esta é uma fonte intermitente de energia, portanto é necessário um banco de baterias para que as cargas sejam alimentadas mesmo quando não há geração de energia elétrica. O banco de baterias custa em torno de 20% do valor do investimento inicial, porém levando em consideração que a vida útil do banco de baterias gira em torno de 5 anos, muito inferior à vida útil dos módulos fotovoltaicos, o valor do banco de baterias pode representar 50 % do custo total do sistema (SHAYANI et al, 2006). Já foi visto em outros trabalhos abordando este tema como em Silva (2014), Galdino (2012) e Boso, Gabriel e Gabriel Filho (2015), o custo de sistemas com armazenamento ainda é elevado, porém em alguns casos esse tipo de sistema é a única opção. Assim, estudos sobre os sistemas autônomos são imprescindíveis para garantir que eles operem da melhor maneira possível e aumentem ainda mais sua participação no mercado trazendo mais segurança energética para o país e energia elétrica a áreas remotas.

Os altos custos vêm do banco de baterias que é imprescindível quando se trata de sistemas isolados. Portanto analisar o desempenho do armazenamento e fazer com que ele trabalhe da maneira mais eficiente é muito importante para diminuir o custo final da energia. Em Vera (2009), foi realizada uma análise do impacto no comportamento das baterias em sistemas fotovoltaicos autônomos. Neste estudo foi verificado que quando se deseja aumentar a capacidade, ou seja conectando as

baterias em um banco, seu nível de degradação aumenta. Para diminuir esse problema pode-se realizar o monitoramento da variação da tensão de todas as baterias quando a tensão de uma delas entrar em um nível crítico todo o banco sai de operação.

A aquisição de dados pode ser feita de inúmeras maneiras uma delas é utilizando uma placa Arduino. Ele já foi utilizado em Reges (2017) que monitorou um sistema fotovoltaico de pequeno porte e durante a calibração os sensores de tensão e corrente tiveram uma boa precisão, levando o sensor a uma taxa média de acerto próxima a 100%. Em Pereira (2016) um banco de baterias foi monitorado por um sistema desenvolvido na plataforma Arduino e se mostrou uma boa ferramenta, de baixo custo e com resultados satisfatórios. Os protótipos apresentaram erros entre 0,67% e 1,8% na medição de tensão.

1.1 Objetivo Geral

O objetivo geral do presente trabalho é dimensionar e instalar um sistema fotovoltaico isolado da rede para suprir a demanda de iluminação externa de uma planta piloto bioclimática e analisar o desempenho do sistema fotovoltaico a partir de uma plataforma de monitoramento e aquisição de dados desenvolvida no âmbito deste trabalho.

1.2 Objetivos específicos

- Estimar o consumo de energia elétrica da iluminação externa;
- Dimensionar o sistema fotovoltaico isolado, incluindo todos os seus componentes;
- Simular em software, o sistema fotovoltaico dimensionado;
- Instalar o sistema fotovoltaico e colocá-lo em operação;
- Avaliar o desempenho do sistema a partir de uma plataforma de monitoramento e aquisição de dados desenvolvida.

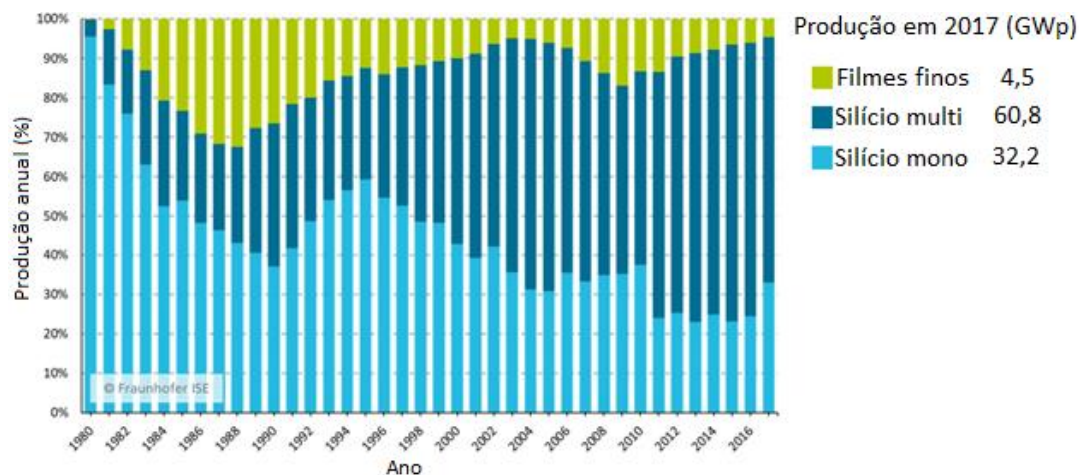
2 REFERENCIAL TEÓRICO

A seguir serão descritos os pressupostos teóricos básicos relacionados à temática estudada no presente trabalho.

2.1 Células fotovoltaicas

A transformação da energia solar em energia elétrica é possível a partir de um fenômeno físico denominado de efeito fotovoltaico. Este efeito é uma característica intrínseca do material e ocorre em alguns semicondutores que tem capacidade de absorver a energia dos fótons e transformá-la em energia elétrica. Foi observado primeiramente por um físico francês chamado Edmond Becquerel, em 1839 que verificou a existência de uma diferença de potencial quando esses materiais semicondutores são expostos a fótons. O elemento mais utilizado na conversão fotovoltaica atualmente é o silício, porém uma parte das células são de filmes finos produzidas com cobre, gálio, índio e selênio telureto de cádmio (ZILLES et al., 2012), como pode ser visto na Figura 2, mais da metade das células produzidas em 2017 foram de silício multicristalino, 32,2% foram de silício monocristalino e 4,5% de filme fino . Além dessas já citadas, existem as células multijunção de alta eficiência, baseadas em corante ou em polímeros (PINHO; GALDINO,2014).

Figura 2 -Distribuição das tecnologias utilizadas na fabricação de células fotovoltaicas

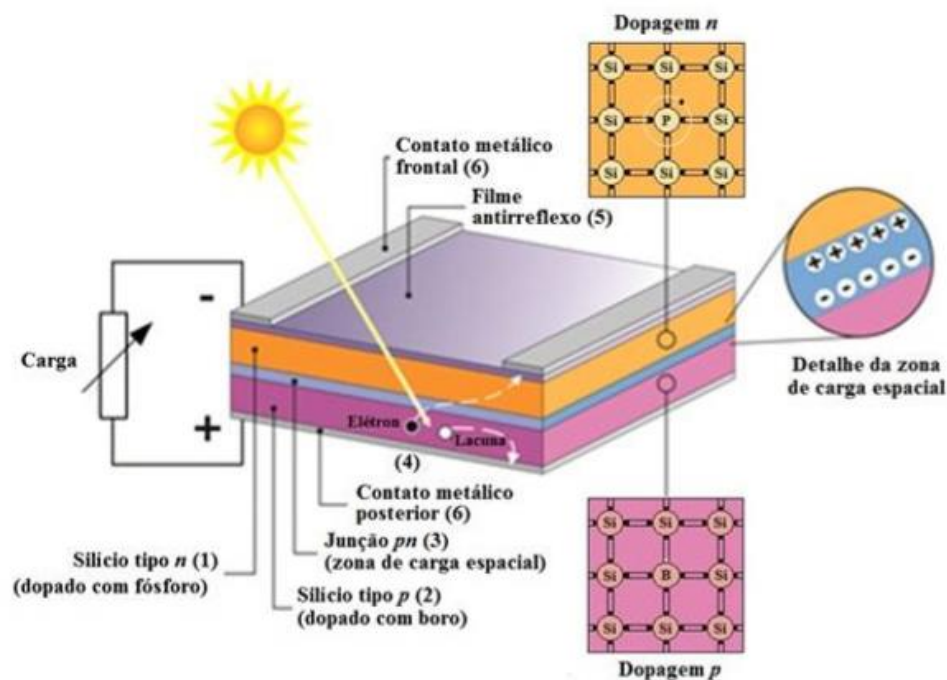


Fonte: Instituto Fraunhofer – Adaptado pelo autor (2019)

Os semicondutores são os materiais que possuem a banda de valência preenchida e uma banda de condução sem elétrons. A absorção de energia faz os elétrons irem de uma banda para outra e o excesso de energia é transformada em calor no material. Esses elétrons se movendo dentro do material aumentam a sua condutividade elétrica, porém para aproveitar a corrente e tensão elétricas, é necessário aplicar um campo elétrico que se consegue através da junção pn. Ela é construída com a inserção de pequenas quantidades de um outro material que irá mudar as características elétricas do elemento original (PINHO; GALDINO, 2014).

Para o Silício que possui 4 elétrons na camada de valência, se for introduzido um elemento com 5 elétrons na camada de valência, como por exemplo o Fósforo, haverá um elétron em excesso (região tipo n) e se for dopado com Boro (3 elétrons na camada de valência) haverá uma falta de elétron para completar as ligações do silício (região tipo p). A união de duas lâminas n e p é a junção pn (PINHO; GALDINO, 2014). Como está demonstrado na Figura 3.

Figura 3 - Estrutura da junção pn das células fotovoltaicas.



Fonte: Pinho e Galdino (2014)

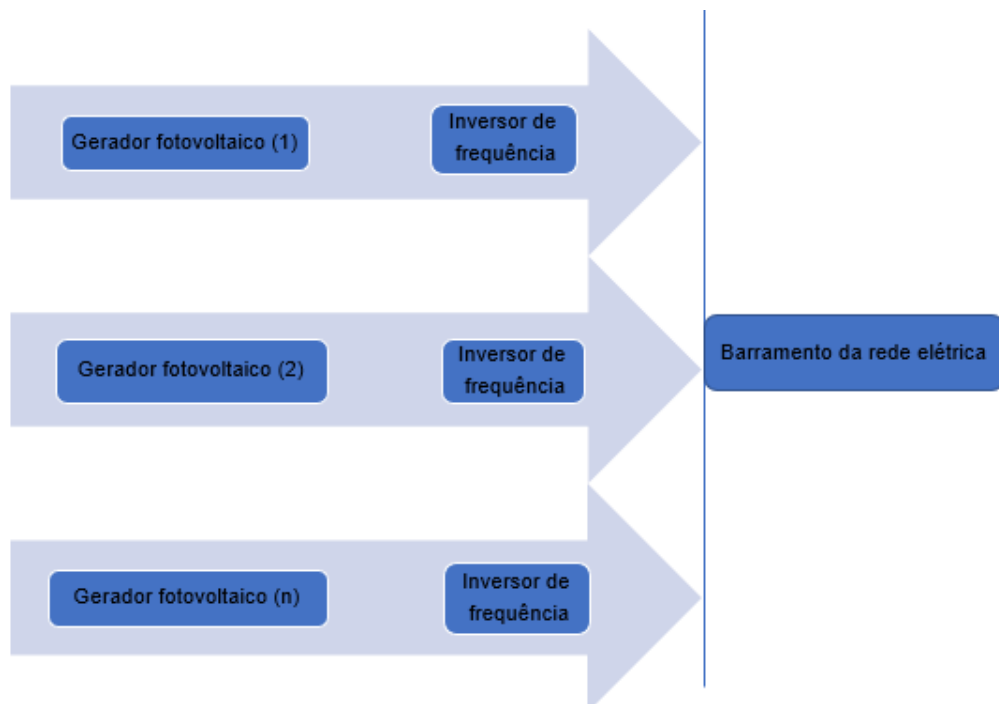
2.2 Módulos fotovoltaicos

O módulo fotovoltaico é uma associação de células. Elas podem estar conectadas em série, paralelo ou uma combinação dos dois para que tenham a corrente e tensão desejadas. Quando as células são ligadas em série, a tensão é somada e a corrente não é afetada e se ligadas em paralelo, as correntes são somadas e a tensão permanece inalterada. (PINHO; GALDINO,2014)

2.3 Tipos de conexão de sistemas fotovoltaicos

Os sistemas fotovoltaicos podem ser divididos em sistemas isolados ou sistemas conectados à rede elétrica. Os sistemas isolados ainda podem ser subdivididos em sistemas autônomos ou híbridos. Os sistemas conectados à rede são aqueles em que a potência gerada pode ser entregue à rede elétrica através de um inversor c.c/c.a (VERA, 2009), como pode ser visto na Figura 4.

Figura 4 – Sistema fotovoltaico conectado à rede.

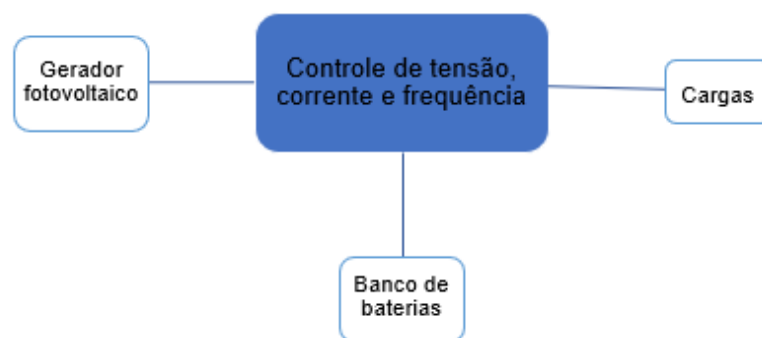


Fonte: Elaborado pelo autor (2018)

Os sistemas também podem ser isolados da rede, e podem ser individuais ou em mini redes. A resolução da ANEEL que normatiza esse tipo de instalação é a de nº 493/2012, estabelecendo os procedimentos e as condições de fornecimento por meio de Microssistema Isolado de Geração e Distribuição de Energia Elétrica – MIGDI ou Sistema Individual de Geração de Energia Elétrica com Fonte Intermitente – SIGFI (ANEEL,2012). A diferença entre eles é que os sistemas individuais atendem apenas uma residência e as mini redes atendem um pequeno grupo de unidades consumidoras próximas.

Como esse gerador só fornecerá energia elétrica durante as horas de sol do dia, é necessária a utilização de um acumulador que irá permitir o uso da energia elétrica em qualquer hora do dia. Para aumentar o rendimento do conjunto e a vida útil do acumulador é necessário a utilização de um controlador de carga que controla a tensão de entrada. De acordo com a RN 493/2012 é necessário que a energia entregue seja em corrente alternada e na tensão nominal de 127 ou 220 volts, ou conforme a rede, isso por que oferece maior possibilidade de utilização de aparelhos eletrodomésticos disponíveis no mercado. Para isso é necessário o uso de um inversor que irá transformar a corrente contínua gerada pelo sistema em corrente alternada (PINHO; GALDINO, 2014). A Figura 5 apresenta um exemplo da configuração de um sistema fotovoltaico isolado da rede.

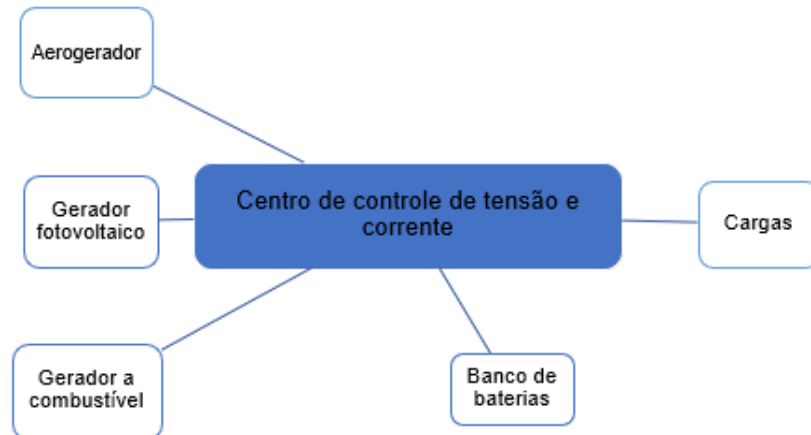
Figura 5 – Sistema fotovoltaico Isolado da rede.



Fonte: Elaborado pelo autor (2018)

Os sistemas isolados híbridos, como pode ser visto na Figura 6, são aqueles que além da geração fotovoltaica utilizam outras fontes de energia para aumentar a segurança. Como por exemplo aerogeradores ou geradores a combustível.

Figura 6 - Sistema fotovoltaico Híbrido.



Fonte: Elaborado pelo autor (2018)

2.4 Baterias

Os sistemas fotovoltaicos autônomos necessitam de um sistema de armazenamento para suprimento de energia elétrica nos períodos em que não há geração de energia elétrica (a noite, dias de chuva ou muito nublados) (PINHO; GALDINO, 2014).

Existem diversas formas de armazenamento, como supercapacitores, indutores com supercondutores, ar, etc. No caso de sistemas fotovoltaicos as baterias são as mais utilizadas pela sua conveniência e eficiência (PINHO; GALDINO, 2014).

Baterias são células que podem ser conectadas em série ou em paralelo para ajustar sua tensão e corrente para as aplicações desejadas e que armazenam energia química através de processos de oxidação e redução dos eletrólitos em seu interior.

Existem diversos tipos de acumuladores, as eletroquímicas de chumbo ácido (mais utilizadas) e outras mais modernas como as de Níquel-Cádmio que possuem maior eficiência, porém ainda não são economicamente viáveis para a maioria dos sistemas fotovoltaicos (PINHO; GALDINO, 2014).

As baterias utilizadas no trabalho são baterias de chumbo ácido e alguns fatores podem ser controlados para melhorar a eficiência do banco, como a tensão de carregamento e sobrecorrente de descarga (PEREIRA, 2016).

Valores de profundidade de descarga típicos são de 20 a 40% para baterias de ciclo raso e em torno de 80% para baterias de ciclo profundo. Estes valores em geral apresentam uma boa relação custo-benefício, porém outras características devem ser levadas em consideração como o comportamento da carga se tem

demanda constante ou intermitente, o tipo de bateria ou a vida útil esperada no dimensionamento (FRAGA,2009).

2.5 Controladores de Carga

Controladores de carga são dispositivos que protegem as baterias controlando a tensão de entrada. As baterias são um dos componentes mais caros do arranjo e dispositivos sensíveis a sobretensão, sobrecorrente, subtensão e sobretemperatura, portanto necessitam de um dispositivo para monitorar esses parâmetros para aumentar sua vida útil (MAESTRI, 2018).

Existem vários modelos de controladores, os mais utilizados são os de ON/OFF em que ele liga ou desliga a chave, fazendo cessar a transferência de energia entre o arranjo e as baterias se ela atinge a tensão máxima ou está próximo da tensão mínima. Outro tipo de controlador são aqueles com rastreamento do ponto de máxima potência (MPPT – do inglês Maximum Power Point Tracking), que utiliza um conversor que rastreia o ponto de máxima potência dos módulos. Porém esses dispositivos ainda têm um custo muito elevado (MAESTRI, 2018).

2.6 Inversores C.C./C.A.

Os inversores são equipamentos que convertem a corrente contínua em corrente alternada. Tem por objetivo transferir potência de uma fonte contínua a uma carga alternada (HART, 2001).

Portanto, para poder suprir as cargas que geralmente operam em corrente alternada, é necessária a instalação de um inversor que irá converter a corrente dos módulos de C.C. para C.A. e tornar possível o atendimento das cargas. Podem ter tensão de entrada de 12, 24, 48 e 120 V e de saída em torno de 220 V (VERA, 2009).

Os sistemas fotovoltaicos com inversor são naturalmente mais caros do que aqueles que operam em C.C., porém como a maioria das cargas utiliza a corrente em C.A., o uso deste tipo de aparelho é imprescindível (VERA, 2009).

Em sistemas autônomos as cargas geralmente possuem potência muito inferior da nominal do inversor e ele ainda é alimentado por baterias que têm tensão variando em função do estado da carga e regime de corrente de descarga, que impactam na eficiência do inversor (VERA,2009).

2.7 Dimensionamento do sistema fotovoltaico

O dimensionamento de um sistema fotovoltaico é o ajuste entre a energia elétrica convertida pelo arranjo de módulos e a demanda de energia elétrica das cargas. Existem vários métodos e softwares disponíveis para realizar o dimensionamento, dentre eles pode-se citar o método GROUMPOS de dimensionamento ótimo de sistemas fotovoltaicos autônomos desenvolvido pelo Departamento de Engenharia Elétrica da Universidade de Cleveland nos Estados Unidos e o programa de dimensionamento que foi desenvolvido pelo “*Instituto de Energía Solar de la Universidad Politécnica de Madrid*” que é baseado na introdução de dois parâmetros “*f*” e “*u*” que representam o valor de probabilidade de perda de carga e para cada local. Esses parâmetros são disponíveis apenas para pessoas cadastradas (JUCÁ; CARVALHO, 2013). Há também o método baseado no mês crítico, um método que leva em consideração as condições médias mais desfavoráveis do recurso solar e da demanda de energia das cargas elétricas. Além de vários softwares como o Homer, Hybrid, RETScreen, SolSlim e PVSIST (VERA, 2004).

3 MATERIAIS E MÉTODOS

Esta seção traz informações dos materiais e métodos utilizados para o dimensionamento, instalação e avaliação experimental e computacional de desempenho energético do sistema fotovoltaico isolado.

3.1 Dimensionamento do sistema fotovoltaico

O dimensionamento do sistema fotovoltaico isolado foi realizado através de dois métodos, um método analítico e através do software PVSyst. Nos tópicos 3.1.1 e 3.1.2 serão descritas as metodologias utilizadas nos dois casos.

3.1.1 Dimensionamento através do método analítico do mês crítico

O primeiro passo para o dimensionamento é a avaliação do recurso solar. Deve-se escolher uma base de dados confiável. Neste trabalho os dados de radiação solar foram retirados da base de dados do *National Aeronautics and Space Administration* (NASA) que está disponível no software PVSyst. Esta base de dados será utilizada tanto no método do mês crítico quanto no software. É uma base de dados *Typical Meteorological Year* (TMY) com dados de monitoramento desde 1983. Como este método usa o mês crítico, onde há a menor relação entre a geração de energia elétrica e demanda de energia elétrica, pois, é importante garantir que as cargas sempre sejam abastecidas, o mês considerado será junho com uma incidência a 25° de 3,9kWh. dia/m². Como pode ser visto na Tabela 1.

Tabela 1 – Dados meteorológicos utilizados no dimensionamento

Radiação incidente	
(kWh. dia/m²)	
Janeiro	5,2
Fevereiro	5,1
Março	5,1
Abril	4,6
Maio	4,3
Junho	3,9
Julho	4,2
Agosto	4,8
Setembro	4,7
Outubro	5,1
Novembro	5,4
Dezembro	5,4
Média anual	4,8

Fonte: PVSyst (2018)

Para estimar a produção de energia elétrica é conveniente ignorar a variação da radiação solar a cada instante e considerar um intervalo de tempo em que

haverá geração de energia elétrica, expressando o valor acumulado de energia em número de horas de Sol Pleno, conforme a Equação 1. Essa grandeza reflete o número de horas em que a irradiância solar permanece igual a 1 k W/m^2 . Entretanto, vale lembrar que as fontes mais confiáveis de irradiação são as medidas *in situ* (TAVARES, 2014).

$$\text{HSP} = \frac{H}{G} \quad (1)$$

Onde, H é a média diária mensal da radiação solar no local da instalação e nos ângulos de inclinação e azimute que o sistema irá operar ($\frac{\text{kWh}}{\text{m}^2}$) e G é a irradiância solar igual a $1 \frac{\text{kW}}{\text{m}^2}$ (PINHO; GALDINO, 2014).

A segunda etapa é escolher a localização e configuração do sistema. O gerador em questão será instalado no telhado da planta piloto da Universidade Federal de Santa Catarina em Araranguá. O telhado está orientado para o norte e com uma inclinação de 25° . Será instalado isolado da rede com armazenamento, tendo em vista que será utilizado para iluminação externa da planta piloto que é utilizada no período noturno.

O terceiro passo é o levantamento da demanda, ela é definida como a potência do equipamento vezes o número de horas de operação, como mostra a Equação 2.

$$L = T * P \quad (2)$$

Onde, L é a demanda (Wh), T o tempo em que a carga permanece ligada (h) e P a potência (W) (PINHO; GALDINO, 2014).

A demanda total é calculada pelo somatório da demanda de todas as cargas.

Como o método é baseado no mês crítico, os 3 meses de inverno são os mais desfavoráveis em relação a carga (possui a maior demanda) e irradiação solar (esses três meses possuem os menores valores de irradiação), o dimensionamento será realizado com base na demanda desses meses.

A demanda ativa é definida pelas Equação 3:

$$L_{ativa} = \frac{L_{cc}}{\mu_{Bat}} + \frac{L_{ca}}{\mu_{bat} * \mu_{inv}} \quad (3)$$

Onde, L_{ativa} demanda ativa (Wh), L_{cc} a demanda em corrente contínua (Wh), L_{ca} a demanda em corrente alternada (Wh), μ_{Bat} a eficiência da bateria e μ_{inv} a eficiência do inversor (PINHO; GALDINO, 2014).

Portanto, o consumo diário total, em Ah, considerando algumas perdas de cabeamento e sujidade é obtido pela Equação 4:

$$L_a = \frac{1,1 * L_{ativa}}{V} \quad (4)$$

Onde, L_a é a demanda da carga (Ah), L_{ativa} demanda ativa (Wh) e V a tensão do banco de baterias (V) (PINHO; GALDINO, 2014).

Para dimensionar a quantidade de módulos fotovoltaicos em paralelo é necessário estimar a capacidade de carga da batera a partir do módulo fotovoltaico no mês crítico.

A capacidade de carga da bateria, a partir do módulo fotovoltaico, é definida pela Equação 5:

$$L_d = HSP * I_{mp} \quad (5)$$

Onde, L_d é a capacidade de carga da bateria a partir dos módulos fotovoltaicos (Ah), HSP as horas de sol pleno no mês crítico (h) e I_{mp} a corrente de máxima potência do módulo (A) (PINHO; GALDINO, 2014).

O número de módulos em paralelo é calculado através da Equação 6.

$$NMP = \frac{La}{Ld} \quad (6)$$

Onde, La é a demanda da carga (Ah) e Ld a capacidade de carga da bateria a partir dos módulos fotovoltaicos (Ah) (PINHO; GALDINO, 2014).

E, o número de módulos em série é estimado pela Equação 7. O coeficiente 1,2 da equação leva em consideração que deve carregar a bateria 20% acima de sua tensão nominal e perdas ôhmicas.

$$NMS = 1,2 * \frac{V_{sistema}}{V_{PMPTm\acute{a}x}} \quad (7)$$

Onde, $V_{sistema}$ é a tensão do sistema (V) e $V_{PMPTm\acute{a}x}$ a tensão de máxima potência dos módulos quando estiverem operando na temperatura máxima (V) (PINHO; GALDINO, 2014).

Para o dimensionamento do controlador de carga deve-se levar em consideração os limites máximos do controlador, como descrito na Equação 8. A constante de 1,25 é um fator mínimo de segurança, onde se considera que o gerador fotovoltaico pode receber uma irradiância de até 1250 W/m².

$$I_c = 1,25 * NMP * I_{sc} \quad (8)$$

Onde, I_c é a corrente máxima do controlador (A), NMP o número de módulos em paralelo e I_{sc} a corrente de curto circuito (A) (PINHO; GALDINO, 2014).

A máxima tensão do controlador de carga deve ser sempre maior do que a tensão máxima de saída do gerador fotovoltaico. Assim, a tensão que o controlador deve suportar é calculada a partir da Equação 9.

$$NMS * V_{ocTmin} < V_{cmáx} \quad (9)$$

Onde, $V_{cmáx}$ é a tensão do controlador de carga (V), V_{octmin} a tensão de circuito aberto do módulo na menor temperatura prevista (V) e NMS o número de módulos em série (PINHO; GALDINO, 2014).

O inversor deve ter potência igual ou superior a potência máxima da curva de carga, sendo que neste dimensionamento a potência de todos os componentes ligados ao mesmo tempo. Como mostra a Equação 10.

$$P_{tot} = \sum P_{equipamentos} \quad (10)$$

Onde, P_{tot} é a potência total (W) e $P_{equipamentos}$ a potência dos equipamentos (W).

Para o dimensionamento do banco de baterias foi realizado o cálculo da capacidade descrito pela Equação 11.

$$C = \frac{L_a * D}{P} \quad (11)$$

Onde, C é a capacidade da bateria (Ah), L_a a demanda da carga (Ah), D o número de dias de autonomia e P a profundidade de descarga da bateria.

A partir desse dado é possível conhecer o número de baterias em paralelo que é descrita pela Equação 12. E o número de baterias em série pela Eq. (13).

$$NBP = \frac{D}{C} \quad (12)$$

Onde, NBP é o número de baterias em paralelo, D a demanda da carga (Ah) e C a capacidade de descarga da bateria (Ah).

$$NBS = \frac{V_{sist}}{V_{bat}} \quad (13)$$

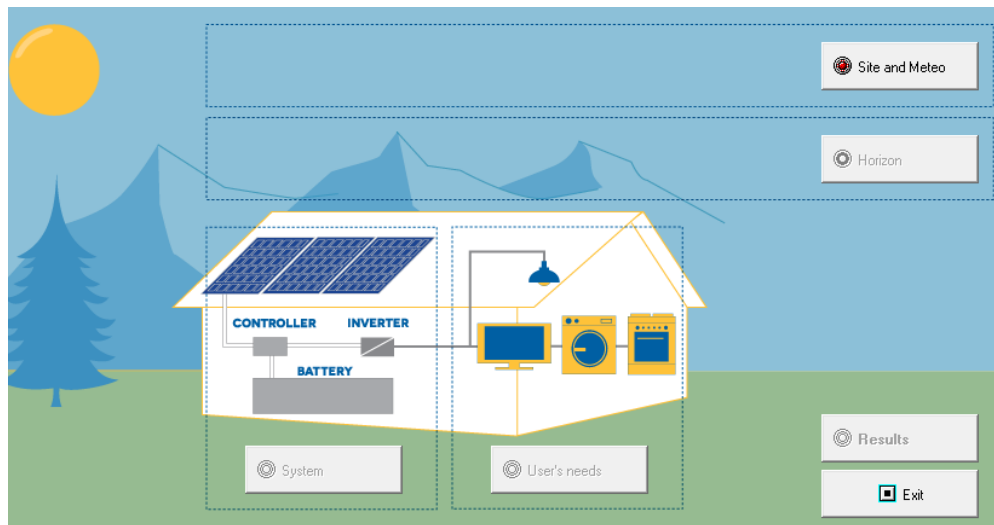
Onde, V_{sist} é a tensão do sistema (V) e V_{bat} a tensão do banco de baterias (V) (PINHO; GALDINO, 2014).

3.1.2 Dimensionamento através do software PVSyst

O PVSyst é um software que foi projetado para engenheiros, arquitetos e pesquisadores. Nele é possível acessar dados meteorológicos de várias fontes e dimensionar sistemas isolados, conectados à rede ou de bombeamento. (PVSYST,2019).

A página inicial do software é apresentada na Figura 7 e é necessário escolher o banco de dados, alguns são disponíveis no software, porém também é possível entrar com dados. O banco de dados escolhido para esse dimensionamento foi o da Nasa para a cidade de Araranguá. Depois é necessário escolher como será realizada a instalação, este sistema estará voltado para o norte e a uma inclinação de 25°. E então adicionar dados da carga, potência e período de demanda. Assim, o software irá gerar resultados de potência de módulos, capacidade do banco de baterias e gráficos com simulação de perda de carga, geração e demanda de energia.

Figura 7 – Página inicial do PVSyst.



Fonte: PVSyst (2018)

3.2 Instalação do sistema fotovoltaico

A planta piloto bioclimática abriga o Laboratório de Pesquisa Aplicada da Universidade Federal de Santa Catarina no campus Araranguá. É uma construção classificada com nível máximo de eficiência energética (nível A) de acordo com os parâmetros estabelecidos pelo Programa Nacional de Eficiência Energética em Edificações, a partir da inserção de várias estratégias construtivas para garantir o máximo de eficiência energética. A eficiência energética na arquitetura pode ser entendida como a propriedade de uma edificação de promover conforto térmico, visual e acústico aos seus ocupantes. (LAMBERTS; DUTRA; PEREIRA, 2014).

No projeto da planta piloto vários parâmetros foram levados em consideração. A posição das janelas favorece a ventilação cruzada, a cor das paredes foi escolhida de modo a ter a menor absorvância, além de outras estratégias como fachada ventilada, o tubo solar, isolamento nas paredes e a fachada com possibilidade de instalação de módulos fotovoltaicos.

Porém, além de uma construção de eficiência energética, a planta piloto bioclimática pode se tornar um edifício com energia zero. Uma construção com energia zero é aquela que produz sua própria energia e de forma sustentável. (PACHECO; GHISI, 2013). Assim o dimensionamento e instalação do sistema fotovoltaico isolado irá contribuir para que a planta piloto se torne além de um edifício com eficiência energética, uma construção com energia zero.

Esses conceitos são bastante utilizados na Europa, segundo a Comissão Europeia, todos os edifícios novos devem ser “*Nearly zero-energybuildings*”, ou seja, edifícios quase energia zero, com um alto desempenho energético e a baixa demanda podendo ser suprida a partir de fontes renováveis. Até dia 31 de dezembro de 2018 todos os edifícios públicos da União Europeia deveriam atender às normas e os edifícios particulares tem até dia 31 de dezembro de 2020 para se adequar às normativas.

Os certificados de desempenho energético devem ser emitidos quando um edifício é vendido ou alugado e devem ser incluídos em todos os anúncios para a venda ou aluguel de imóveis. Os países da União Europeia devem definir requisitos mínimos de desempenho energético para edifícios novos, renovação, substituição ou adaptação de edifícios já construídos e elaborar listas de medidas financeiras nacionais para melhorar a eficiência energética dos edifícios.

As Figuras 8 e 9 apresentam respectivamente as fachadas norte e leste da planta piloto e as fachadas sul e oeste. Os módulos serão instalados na fachada norte da construção.

Figura 8- Fachadas norte e leste da planta piloto.



Fonte: Autor (2018)

Figura 9 - Fachadas sul e oeste da planta piloto.



Fonte: Autor (2018)

3.3 Equipamentos do sistema fotovoltaico isolado

A partir dos dados dos dimensionamentos do sistema fotovoltaico e dos equipamentos disponíveis no Laboratório de Pesquisa Aplicada, os materiais foram escolhidos e são indicados a seguir. O inversor escolhido foi o iVolt 700/220V da Unitron. Este inversor é capaz de fornecer para uso contínuo 700W e é apresentado na Figura 10.

Figura 10 – Inversor



Fonte: Autor (2018)

O controlador de carga é da marca EPSolar, o modelo L2024B com tensão nominal de 12/24V, máxima tensão de 50V e corrente nominal e 20A. O equipamento é apresentado na Figura 11.

Figura 11 – Controlador de carga



Fonte: Autor (2018)

Os módulos fotovoltaicos são da marca Solar Terra HG, com uma potência de 90 Wp e as seguintes dimensões: 1210 x 550 x 35mm. O módulo apresenta tensão de máxima potência de 17,06 V e corrente de máxima potência de 5,28 A, corrente de curto circuito de 5,94 A e tensão de circuito aberto de 19,96 V.

A bateria é da marca ZETTA com tensão de 12 V e com capacidade de 100 Ah. Ela é apresentada na Figura 12.

Figura 12 – Bateria



Fonte: Autor (2019)

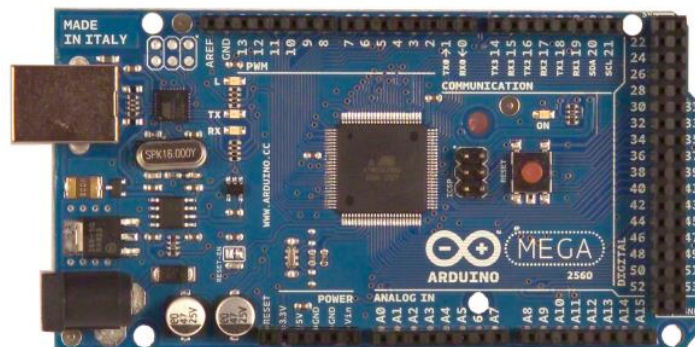
3.4 Estação de aquisição de dados e avaliação do desempenho do sistema fotovoltaico

A aquisição de dados será realizada por um microcontrolador desenvolvido pelo autor através da plataforma Arduino.

O Arduino é uma plataforma eletrônica de código aberto e de fácil manuseio. É composta por uma placa com um microcontrolador. Nesse trabalho além da placa serão utilizados dois sensores, um irá medir corrente gerada pelo arranjo e outro medindo tensão das baterias (ARDUINO,2019).

O sistema de monitoramento é composto pelo microprocessador com dois sensores, um sensor para monitorar a tensão elétrica e outro sensor para monitorar a corrente elétrica. Para a aquisição de dados de corrente e tensão utilizou-se o Arduino Mega 2560 R3 apresentado na Figura 13. Os sensores utilizados foram ACS712 30 para medir corrente e DC0-25V para medir tensão, apresentados nas Figuras 14 e 15.

Figura 13- Arduino Mega 2560



Fonte: Autor (2019)

Figura 14 – Sensor de corrente



Fonte: Autor (2019)

Figura 15 - Sensor de tensão



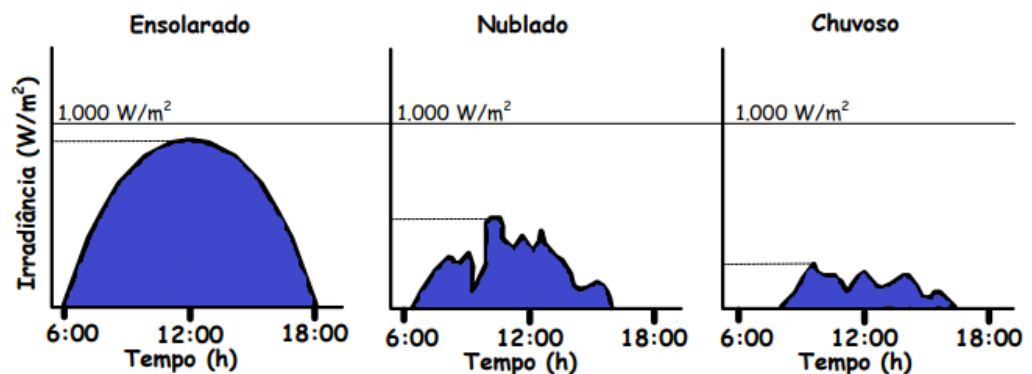
Fonte: Autor (2019)

O sensor ACS712 30 pode ser utilizado para leitura de corrente contínua ou alternada. Utiliza o efeito Hall para medir o campo magnético gerado pela corrente convertendo em uma tensão proporcional (ALLEGRO, 2017). Os dados são armazenados em intervalos de 1 segundo.

Para avaliar a precisão dos dados obtidos pelo sensor de tensão utilizou-se o multímetro digital da marca Minipa modelo ET- 2042-E. Foram efetuadas 3 medidas em sequência e posteriormente calculado o erro percentual entre a leitura do multímetro e do sensor.

O resultado esperado na análise é que a tensão da bateria aumente enquanto ela estiver carregando, que diminua quando estiver em operação e que se mantenha constante enquanto não há corrente incidindo ou sendo demandada da bateria. A corrente deve ter o mesmo perfil da irradiância, como mostra a Figura 16, já que a corrente produzida pelos módulos é diretamente proporcional a irradiância solar. Portanto a tensão da bateria enquanto está sendo carregada deve variar de acordo com o perfil da corrente gerada pelos módulos.

Figura 16 – Perfis de irradiância solar para dias ensolarados, nublados e chuvosos



Fonte: Adaptado de Pinho e Galdino (2014)

Para validar as curvas de corrente produzida pelo sistema serão utilizados dados da estação meteorológica do Laboratório de Pesquisa Aplicada.

A estação meteorológica ilustrada na Figura 17 mede as seguintes variáveis: radiação solar global horizontal, velocidade e direção de vento, pressão atmosférica, umidade relativa, temperatura ambiente, precipitação, entre outras e está instalada em uma planta piloto bioclimática. Os dados coletados são utilizados em diversos trabalhos científicos.

Figura 17 – Estação meteorológica UFSC/Araranguá.



Fonte: Autor (2018)

Os dados de irradiância solar são armazenados em intervalos de cinco minutos em W/m^2 .

4 RESULTADOS E DISCUSSÕES

Nos tópicos a seguir serão apresentados e comentados os resultados obtidos no dimensionamento do sistema fotovoltaico pelos distintos métodos e a análise do sistema fotovoltaico a partir dos dados da plataforma de monitoramento.

4.1 Resultados obtidos no dimensionamento do sistema fotovoltaico

Foram realizados dimensionamentos baseados no método analítico do mês crítico e no software PVSyst, os resultados obtidos serão apresentados nos tópicos a seguir.

4.1.1 Dimensionamentos baseado no método do mês crítico

De acordo com a Equação 1 e levando em consideração os valores de irradiação para Araranguá/SC a uma inclinação de 25° , o local possuirá 3,9 horas de sol pleno, em média diária, no mês crítico.

O segundo passo do dimensionamento é o levantamento da demanda elétrica de um refletor de 20 W, de acordo com a Equação 2, para 9 horas 180 W, 8 horas 160 W e 11 horas 220 W, assim as demandas totais levando em consideração que o sistema de iluminação é composto por 3 refletores de 20W cada serão 540, 480 e 660 W por dia respectivamente. Neste dimensionamento deve-se levar em consideração o mês com a maior demanda com a menor geração, portanto a demanda de 660 W.

A demanda ativa será de 731,3 Wh com eficiência do inversor e da bateria de 95% de acordo com a Equação 3. O consumo diário total em Ah, com uma tensão de 12 V será 67 Ah segundo a Equação 4.

O terceiro passo é o dimensionamento dos módulos fotovoltaicos. A capacidade de carga da bateria pelos módulos se dá pela Equação 5 e é de 20,6 Ah. Portanto o número de módulos em paralelo para atender a demanda será de 3,25

módulos segundo a Equação 6. E o número de módulos em série será 0,84 de acordo com a Equação 7.

O quarto passo é o dimensionamento do controlador. A corrente que o controlador deve suportar é de 24,13 A com três módulos fotovoltaicos de acordo com a Equação 8. E a tensão máxima 16,76 V de acordo com a Equação 9.

O quinto passo é o dimensionamento do inversor. Ele deve suportar a potência de todos os equipamentos ligados ao mesmo tempo segundo a Equação 10, neste caso pelo menos 60 W.

O último passo é o dimensionamento do banco de baterias. A capacidade da bateria para atender um dia de autonomia e com profundidade de descarga de 70% é de 95,75 Ah e com 55% seria necessária uma bateria de 121,87 Ah. O número de baterias em série e paralelo será de 1 bateria de acordo com as Equações 12 e 13.

Considerando uma média anual de 9 horas por dia, seriam necessários a demanda diária de 540 Wh. Assim seriam necessários 2,66 módulos em paralelo e 0,8 módulos em série. Com uma profundidade de descarga de 70% seria necessária uma bateria de 78,35 Ah e com 55% uma bateria de 99,72 Ah.

4.1.2 Dimensionamento utilizando o software PVSyst

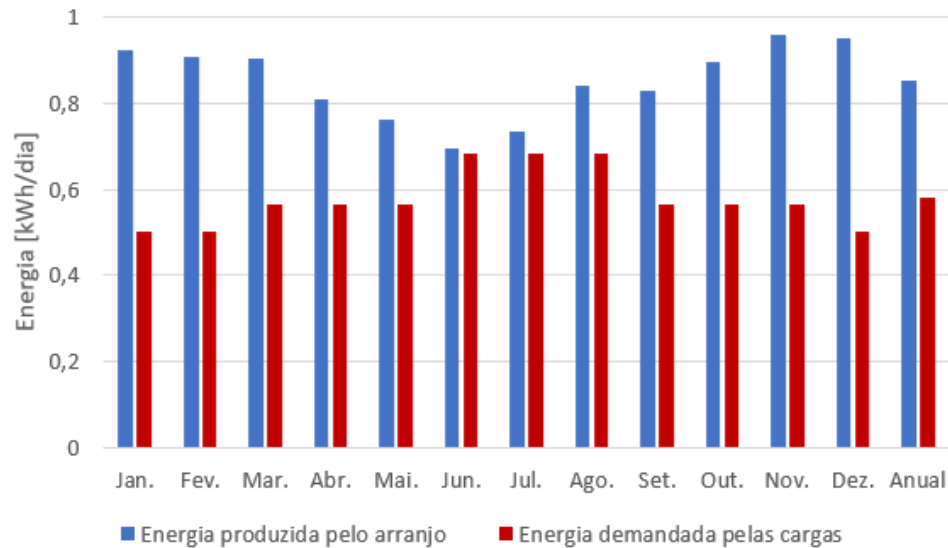
O dimensionamento foi realizado através do software PVSyst visto que o método analítico é muito conservador, pois é realizado para abastecer o mês mais crítico, mês com a pior relação entre incidência de radiação solar e consumo de energia elétrica.

O dimensionamento também foi realizado para duas situações, uma considerando que durante o ano o sistema de iluminação ficaria ligado, em média, 9 horas por dia e outra considerando que o sistema de iluminação ficará ligado 8 horas no verão, 9 horas na primavera e outono e 11 horas no inverno.

De acordo com os dados obtidos no pré-dimensionamento realizado no software, para abastecer uma demanda de 60 W da iluminação externa, será necessária uma potência de 220 Wp de módulos fotovoltaicos com corrente nominal de 14 A e uma bateria com capacidade de 67 Ah, considerando a variação sazonal da demanda.

A Figura 18 mostra a produção de energia elétrica do sistema fotovoltaico e a demanda da carga de iluminação. O sistema fotovoltaico produzirá por dia 0,9kWh e as cargas irão demandar 0,6kWh/dia.

Figura 18 – Energia gerada pelo sistema fotovoltaico e a demanda com variação sazonal

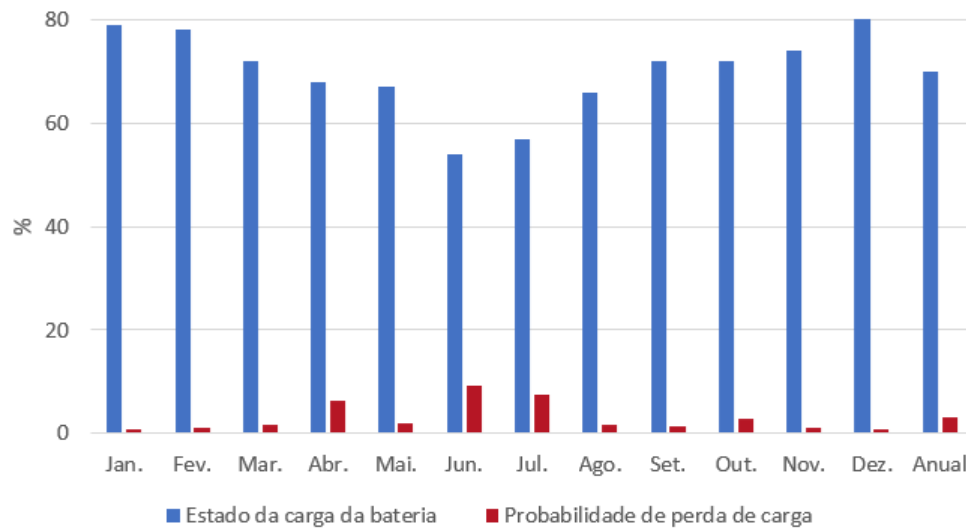


Fonte: PVSyst (2019)

Analisando a Figura 18, mesmo no mês de junho, toda a demanda da carga (em vermelho) será atendida e considerando o resultado anual, o arranjo produzirá mais energia elétrica que a média necessária para atender a carga.

A Figura 19 mostra o estado de carga das baterias e a probabilidade de falha do sistema. A probabilidade de o sistema fotovoltaico não abastecer a carga durante o ano é de cerca de 3%, essa probabilidade pode ser aceita nesse sistema, já que o mesmo não abastece uma carga crítica.

Figura 19 - Estado de carregamento da bateria e probabilidade da perda da carga com variação sazonal

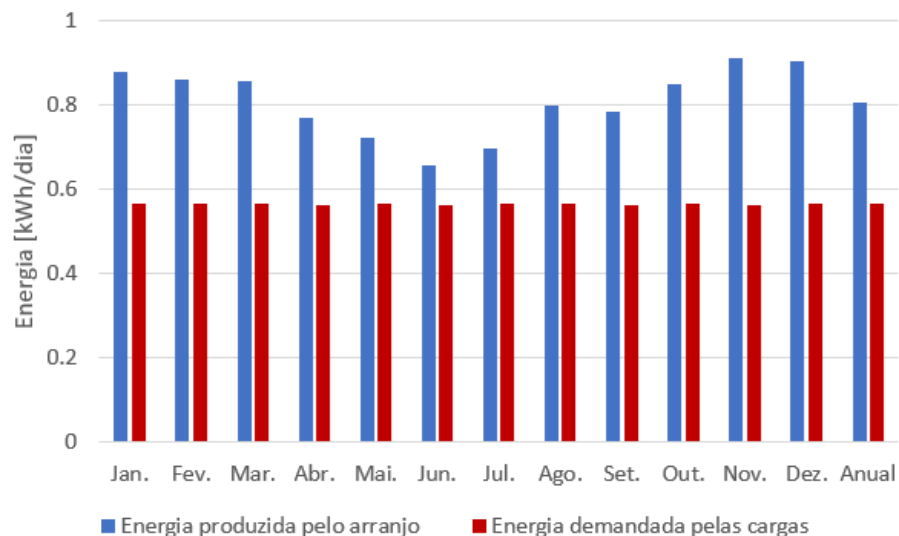


Fonte: PVSyst (2019)

Para a demanda constante de 9 horas por dia, durante o ano, será necessária uma potência de 221 Wp de módulos fotovoltaicos, com corrente nominal de 14 A e uma bateria com capacidade de 55 Ah, considerando a variação sazonal da demanda.

A Figura 20 mostra a produção de energia pelo sistema fotovoltaico e a demanda da carga. Será produzido pelos módulos 0,9kWh/dia e a demanda média de energia pela carga será de 0,6kWh/dia.

Figura 20 – Energia gerada pelo sistema e a demanda média anual

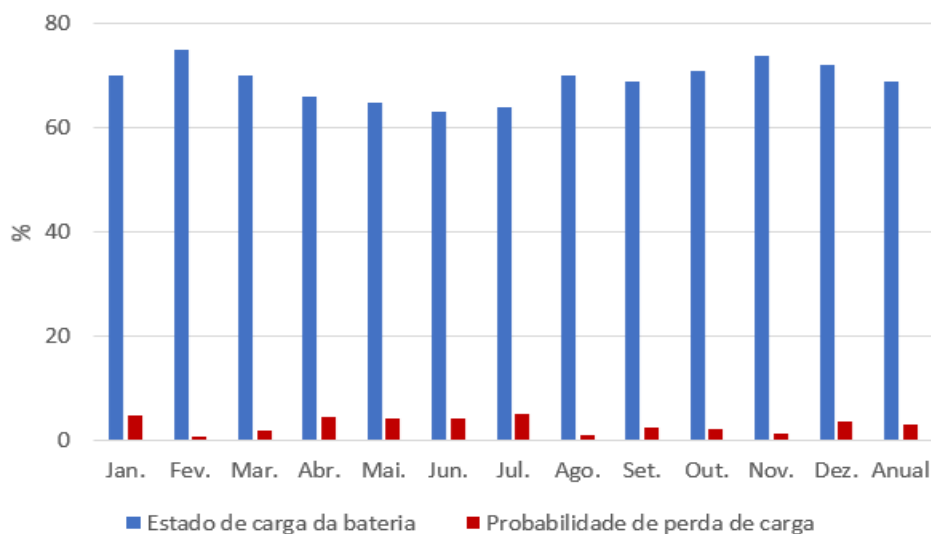


Fonte: PVSyst (2019)

Analisando a Figura 20, em qualquer mês do ano, a carga será atendida e ao longo do ano, será produzida mais energia que a média necessária para atender a carga.

A Figura 21 apresenta o estado da carga das baterias e a probabilidade de falha do sistema. A probabilidade de o sistema fotovoltaico não abastecer a carga durante o ano é de cerca de 2,9%, essa probabilidade pode ser aceita nesse sistema, já que o mesmo não abastece uma carga crítica.

Figura 21 – Estado de carregamento da bateria e probabilidade da perda da carga.



Fonte: PVSyst (2019)

4.2 Instalação do sistema fotovoltaico

A instalação do sistema fotovoltaico foi realizada com os equipamentos que estavam disponíveis no Laboratório de Pesquisa Aplicada (LPA) da Universidade Federal de Santa Catarina (UFSC).

Foi levado em consideração para a instalação do sistema fotovoltaico isolado, o resultado obtido através dos dois dimensionamentos já apresentados e os equipamentos que estavam disponíveis no laboratório.

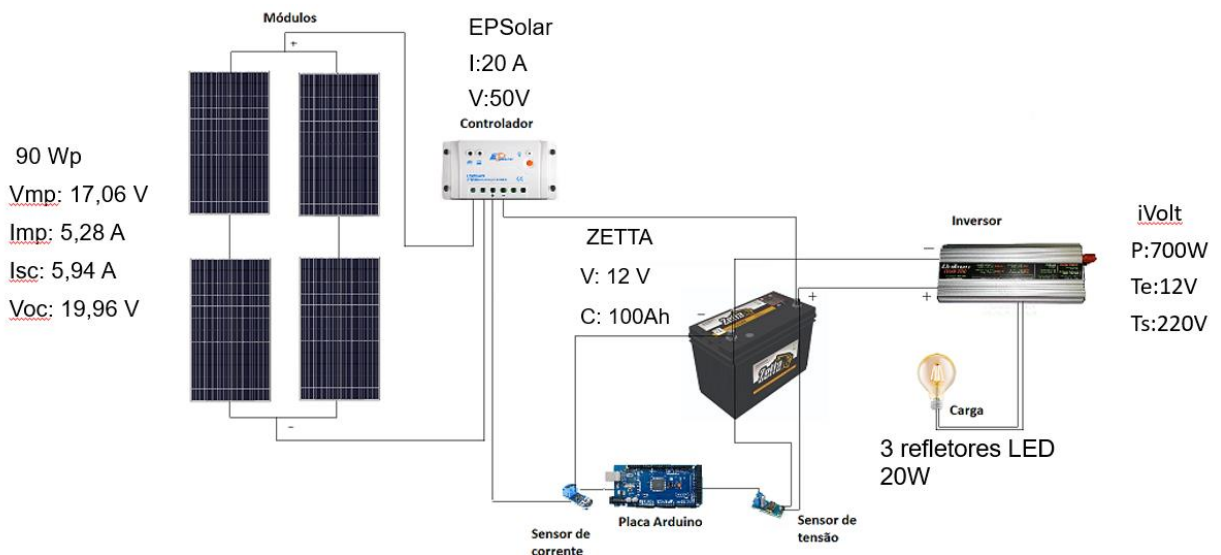
O controlador de carga disponível suporta uma corrente máxima de 20A, portanto foram instalados 4 módulos fotovoltaicos, 2 em série e 2 em paralelo para respeitar o limite do controlador disponível.

A bateria utilizada foi uma bateria de chumbo ácido que tem seu melhor funcionamento com descargas rasas. O período mais crítico será no inverno, onde a

demanda aumenta e será exigido descargas mais profundas da bateria. Porém, algumas medidas podem ser adotadas para aumentar a vida útil dessa bateria. Uma delas pode ser o chaveamento das cargas, desligando uma lâmpada, diminuindo a demanda nos períodos com menor geração de energia elétrica e mantendo a iluminação ou então um controle que tire o sistema de operação quando a bateria apresentar níveis críticos de carga.

O sistema fotovoltaico isolado foi instalado segundo o diagrama apresentado na Figura 22

Figura 22 – Diagrama do sistema fotovoltaico isolado.



Fonte: Elaborado pelo autor (2019)

4.3 Resultados obtidos na análise de desempenho via plataforma de monitoramento

Os resultados apresentam as curvas de variação da tensão da bateria durante o dia, de corrente produzida e a curva de irradiação solar fornecida pela estação meteorológica do laboratório.

O sistema de monitoramento armazenou dados a cada 2 segundos em um cartão de memória. Os dados foram compilados nos gráficos apresentados abaixo para verificar o desempenho do sistema operando 8, 9 e 11 horas por dia.

Para avaliar a precisão do sensor de tensão ele foi comparado com os valores medidos pelo multímetro digital da marca Minipa Modelo ET- 2028D. A Tabela 2 a seguir apresenta os resultados obtidos.

Tabela 2 – Comparação entre os valores de tensão medidos

	Medição 1 (V)	Medição 2 (V)	Medição 3 (V)	Média (V)	Desvio padrão (V)	Erro relativo (%)
Sensor	13,2	12,51	13,26	12,99	±0,34	0,93
Multímetro	12,9	12,75	12,96	12,87	±0,09	

Fonte: Elaborado pelo autor (2019)

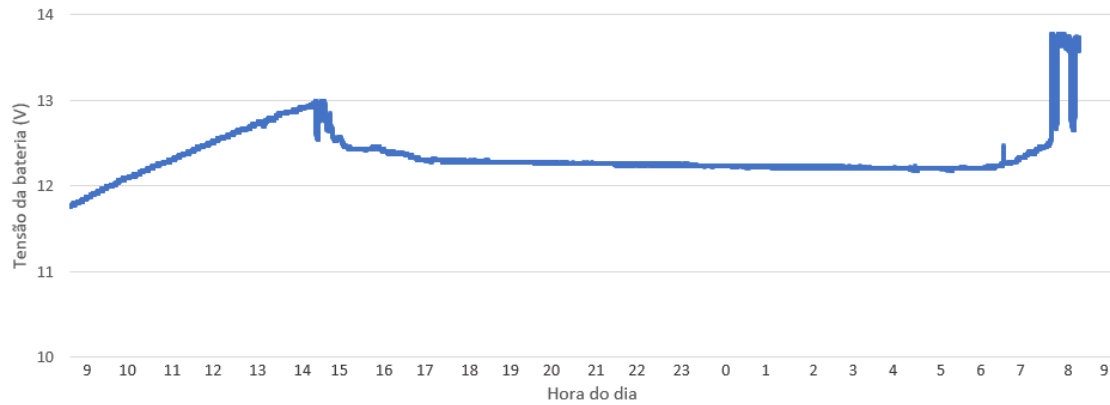
O erro encontrado entre as medições do sensor de tensão e do multímetro foi menor que 1%, isso mostra que mesmo sendo um sensor de baixo custo, apresenta dados confiáveis e é uma maneira viável de monitorar a tensão da bateria do sistema.

Nas Figuras 23 e 24 e 25 é possível observar que quando a carga não é acionada, a tensão da bateria permanece constante durante a noite. A tensão da bateria aumenta 1 V durante o dia, momento em que está sendo carregada, se mantém constante durante a noite toda e volta a aumentar durante a manhã.

Como a bateria do sistema fotovoltaico isolado é nova e a análise foi realizada durante um curto espaço de tempo, a tensão da bateria permanece constante enquanto a mesma não está sendo carregada ou enquanto está sendo utilizada para alimentar a carga, porém com o uso contínuo da bateria esperasse que ocorra a autodescarga. A uma temperatura média de 25°C ela é de aproximadamente 1% ao mês e de 12 a 15% ao ano. No final de sua vida útil esses valores podem ser até 30% maiores que o original (DIAS; KARASINSKI, 2003).

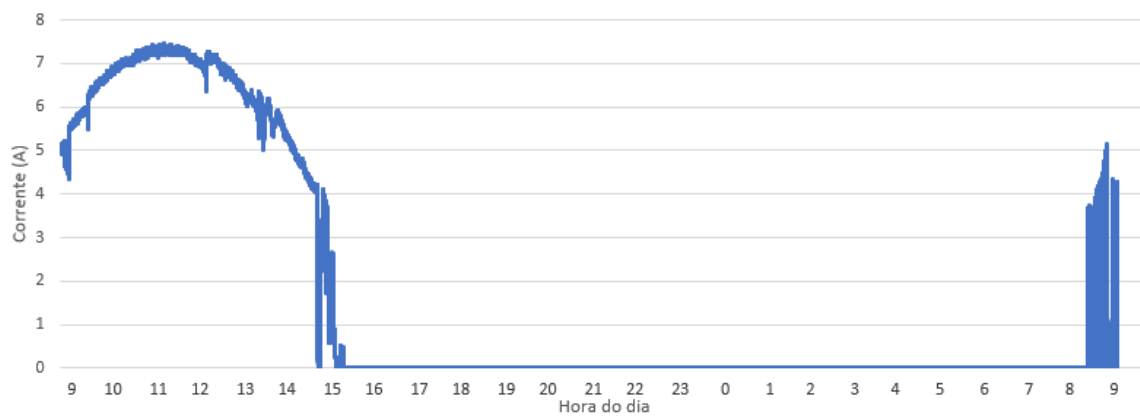
As Figuras 24 e 25 mostram as curvas de corrente e de irradiância deste mesmo dia, através da análise delas é possível observar a semelhança nas curvas da corrente e de irradiância. O comportamento nas duas figuras é de um dia ensolarado.

Figura 23- Variação da tensão sem entrar em operação



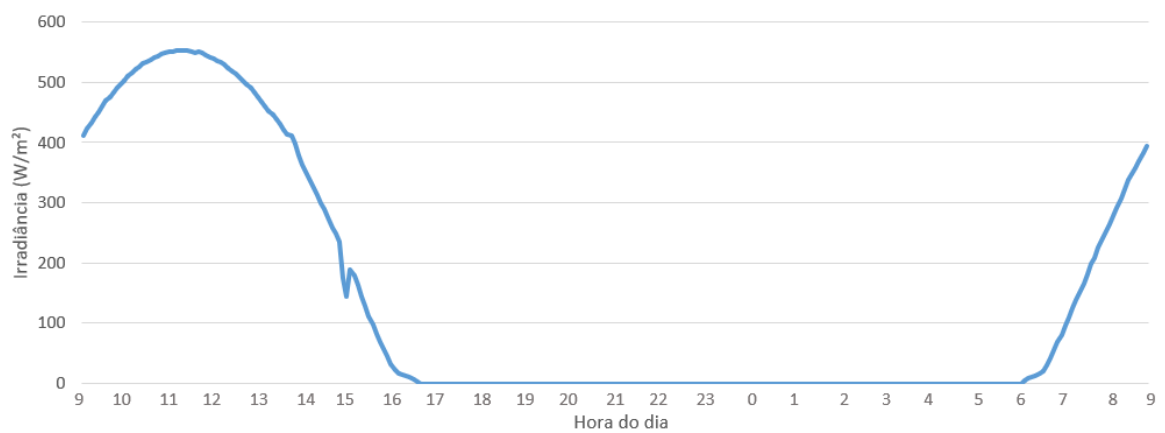
Fonte: Elaborado pelo autor (2019)

Figura 24- Variação da corrente sem entrar em operação



Fonte: Elaborado pelo autor (2019)

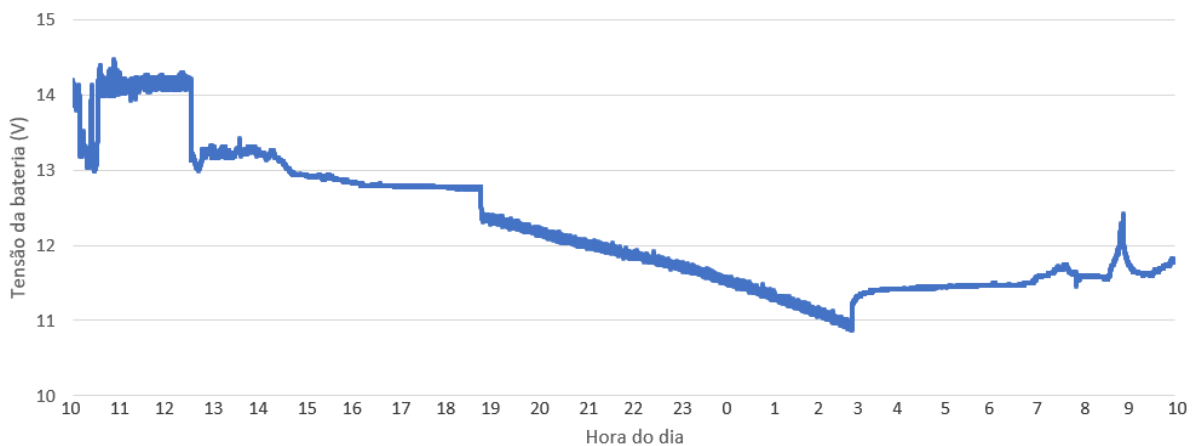
Figura 25 – Curva de irradiância sem entrar em operação.



Fonte: Elaborado pelo autor (2019)

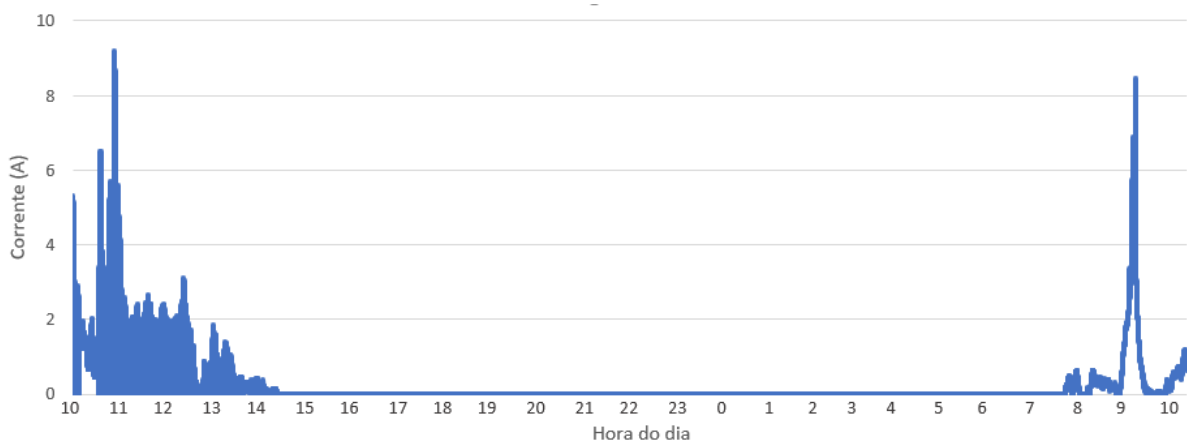
As Figuras 26 e 27 mostram os dados de tensão e de corrente para um dia em que o sistema operou por 8 horas. O sistema entrou em operação as 19 horas onde é possível observar uma queda abrupta de tensão e foi desligado as 3 horas da manhã onde ocorre um aumento abrupto da tensão. Durante a operação a bateria apresentou uma queda de tensão de aproximadamente 2 volts. Analisando os dois gráficos é possível observar como a bateria carrega com a corrente proveniente dos módulos, a tensão da bateria aumenta com o aumento da corrente. Os dados de corrente da Figura 27 podem ser validados com os dados de irradiância da Figura 28 provenientes da estação meteorológica, já que a corrente é diretamente proporcional a irradiância. Durante a noite não há corrente pois não há geração de energia pelo sistema. O dia representado na Figura 28 apresentou manhã com nuvens e tarde nublada

Figura 26 – Variação da tensão da bateria operando 8 horas



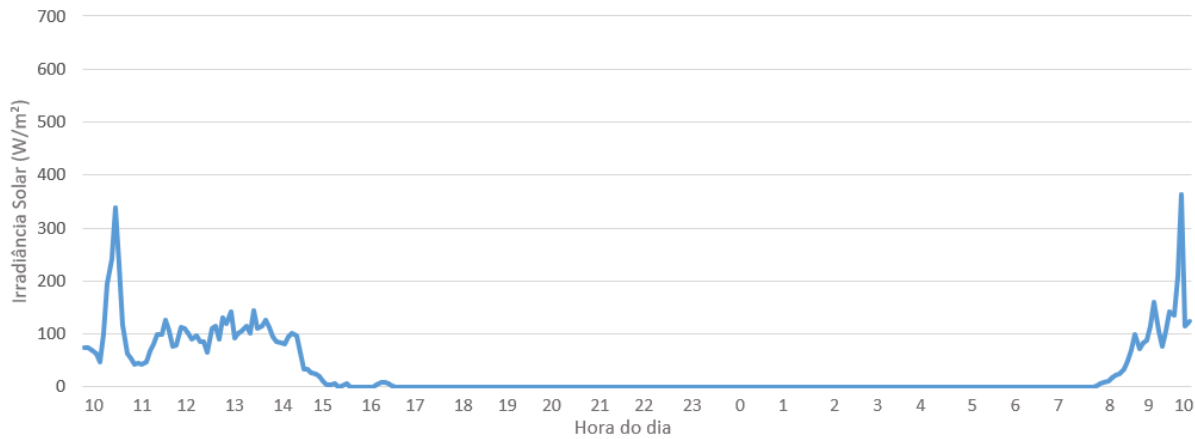
Fonte: Elaborado pelo autor (2019)

Figura 27 – Variação da corrente com operação de 8 horas



Fonte: Elaborado pelo autor (2019)

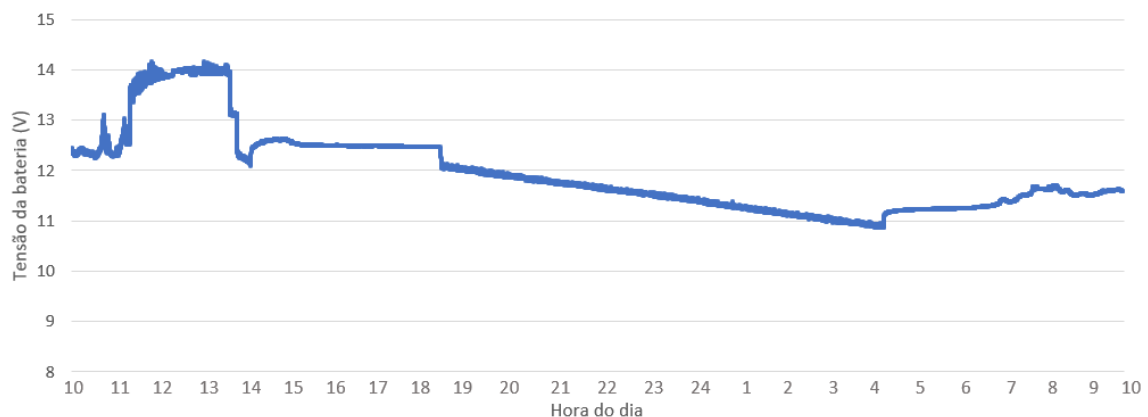
Figura 28 – Curva de irradiância apresentada pela estação meteorológica com 8 horas de operação



Fonte: Elaborado pelo autor (2019)

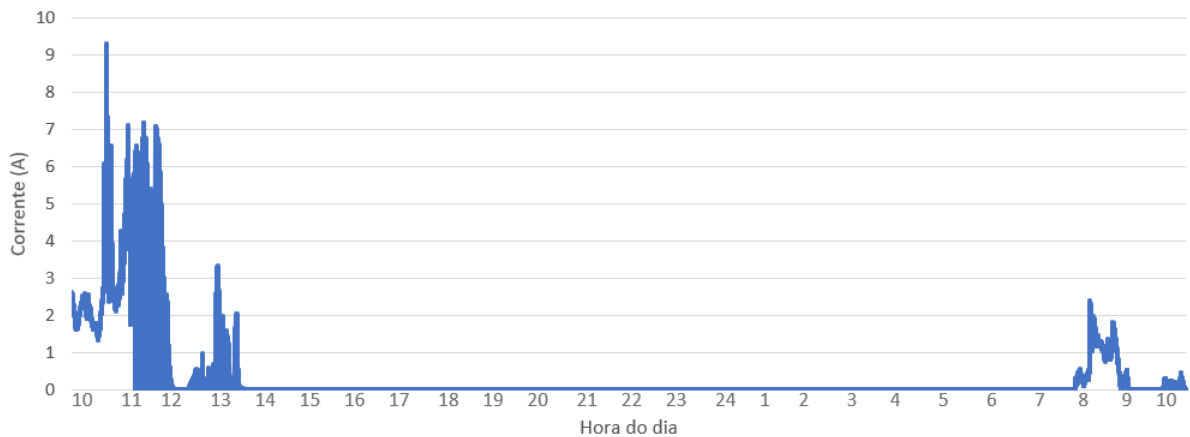
A Figura 29 apresenta o comportamento da tensão medida pelo sistema de monitoramento para um dia com 9 horas de operação da carga de iluminação. A pequena queda abrupta da tensão as 20 horas indica o momento em que a carga foi acionada e a tensão em queda durante toda operação da carga, com uma variação de aproximadamente 1V. No momento que a carga foi acionada a bateria estava com 12V e no final da operação estava com aproximadamente 11V. Às 5 horas da manhã o aumento abrupto de tensão mostra o momento em que a carga foi desligada. A Figura 24 apresenta a variação da corrente para este mesmo período. O comportamento das curvas das Figuras 30 e 31 são semelhantes e mostram que o dia em questão foi parcialmente ensolarado.

Figura 29 – Dados de tensão com 9 horas de operação



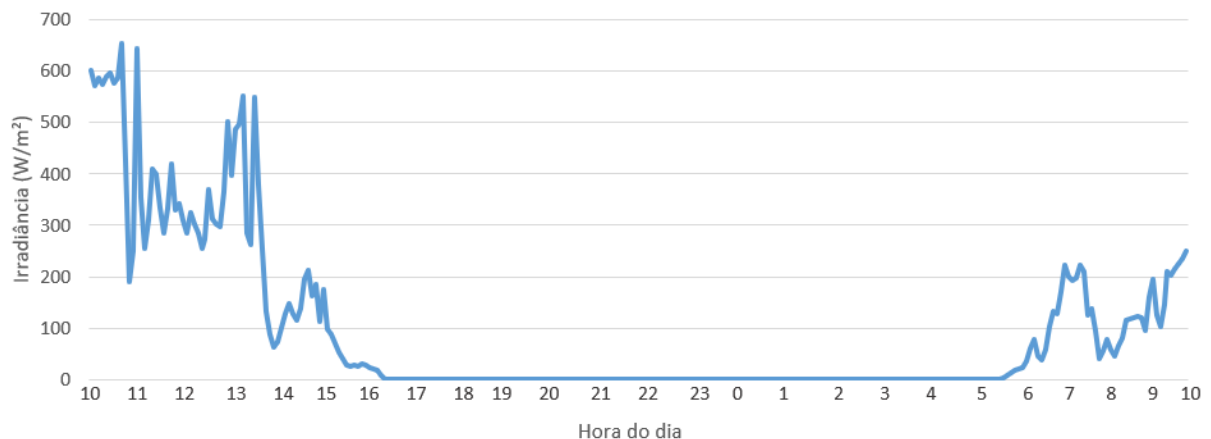
Fonte: Elaborado pelo autor (2019)

Figura 30 – Dados de corrente com 9 horas de operação



Fonte: Elaborado pelo autor (2019)

Figura 31- Curva de irradiância com 9 horas de operação



Fonte: Elaborado pelo autor (2019)

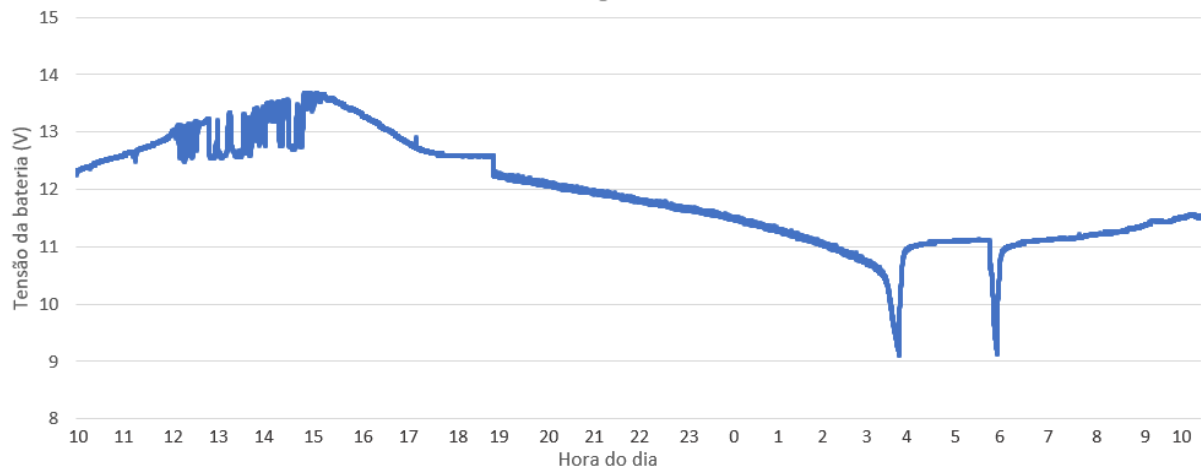
As Figuras 32, 33 e 34 mostram os resultados obtidos do monitoramento de um dia em que as cargas demandaram 11 horas de operação. Pode-se observar que após nove horas a tensão da bateria tem uma queda abrupta, indicando que a carga está acabando. Portanto, neste dia aconteceu a perda da carga. Isso aconteceu no mês de junho que possui as condições mais críticas e essa perda foi levada em consideração no dimensionamento.

Uma forma de resolver esse problema seria fazer um sistema de chaveamento das cargas em tempos críticos, como semanas chuvosas ou meses com as maiores demandas sem que o sistema de iluminação fique totalmente desligado.

Mesmo não tendo atendido a carga durante todo o período de demanda no dia da medição, o sistema conseguiu operar por aproximadamente 9 horas mantendo

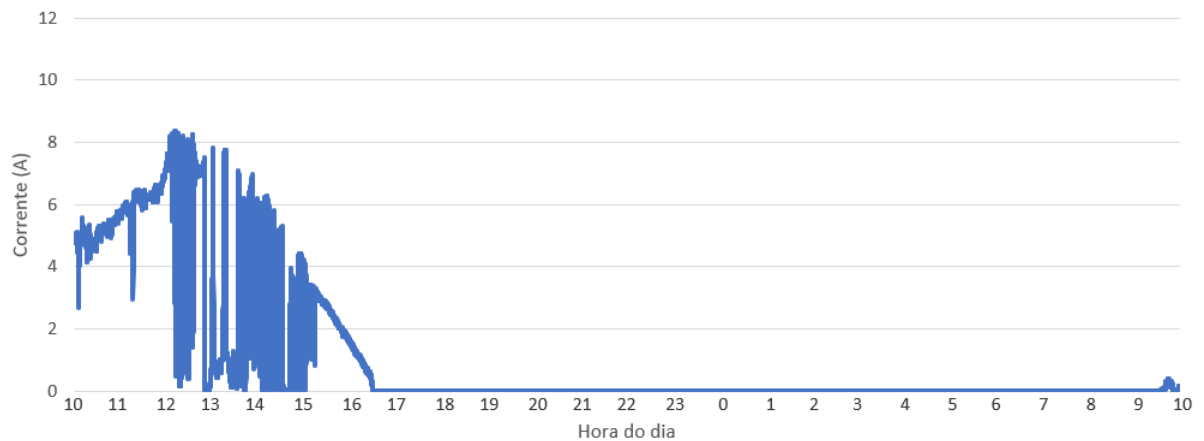
seu comportamento usual, o que mostra que na média anual o sistema irá operar normalmente dentro das perdas que eram esperadas no dimensionamento. A Figura 34 mostra um dia ensolarado com algumas nuvens.

Figura 32 – Variação da tensão com 11 horas de operação



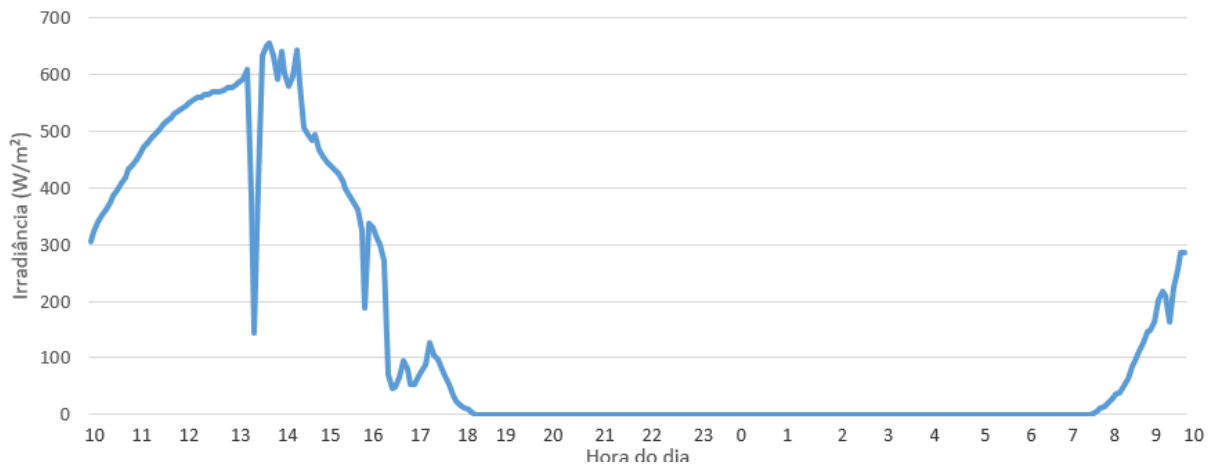
Fonte: Elaborado pelo autor (2019)

Figura 33 – Variação da corrente no dia com demanda de 11 horas e perda de carga



Fonte: Elaborado pelo autor (2019)

Figura 34 – Curva de irradiância no dia com demanda de 11 horas e perda de carga.

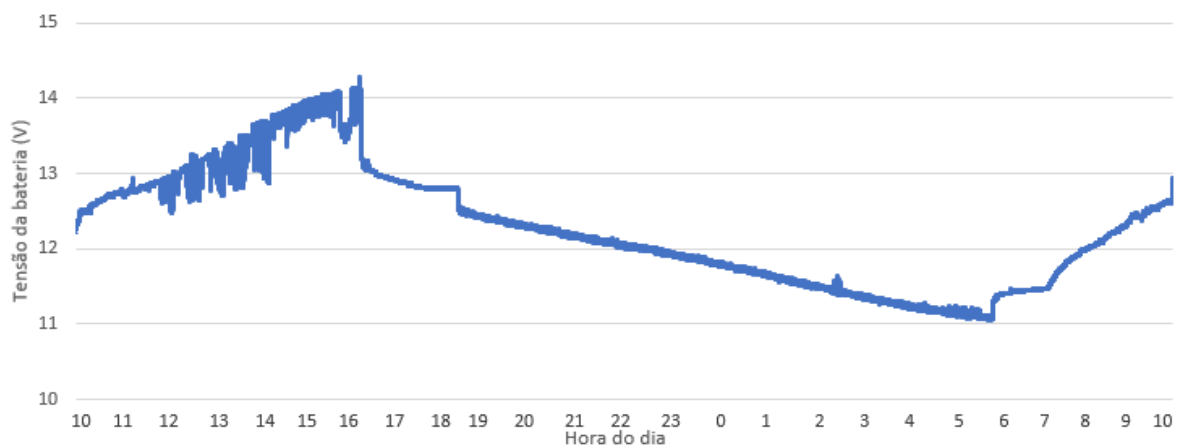


Fonte: Elaborado pelo autor (2019)

Após os resultados obtidos, uma carga foi retirada de operação. As Figuras 35 e 36 mostram curvas de tensão e corrente de um dia com 11 horas de operação e com uma potência menor de demanda, com dois refletores de 20 W conectados com uma queda de aproximadamente 1,5 V durante a noite. A carga foi atendida como era esperado, mostrando que o chaveamento pode ser uma opção.

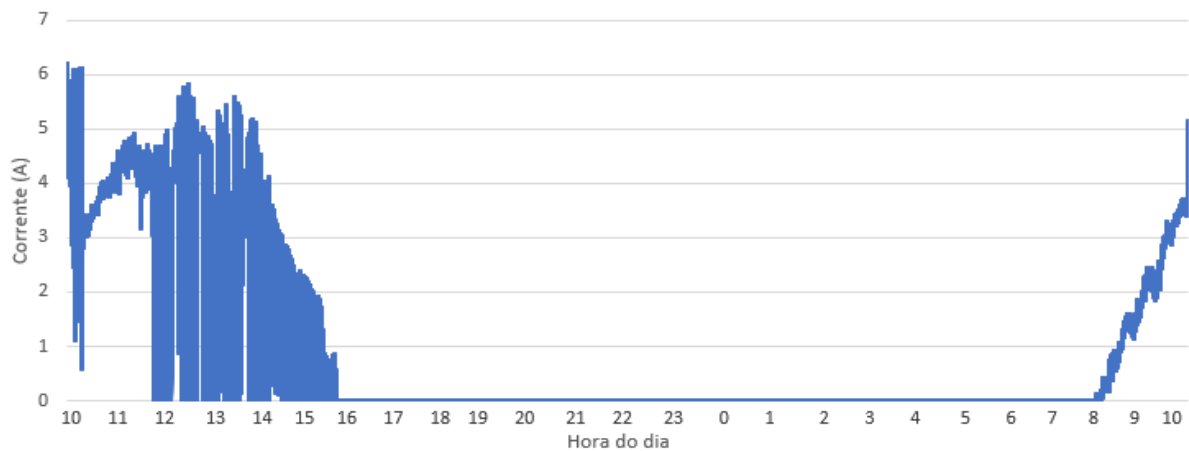
A Figura 37 mostra a curva de irradiância do dia em questão, semelhante com os dados de corrente obtidos pelo sensor e mostram que foi um dia ensolarado.

Figura 35 – Curva de tensão da bateria com 11 horas de operação e demanda menor de iluminação.



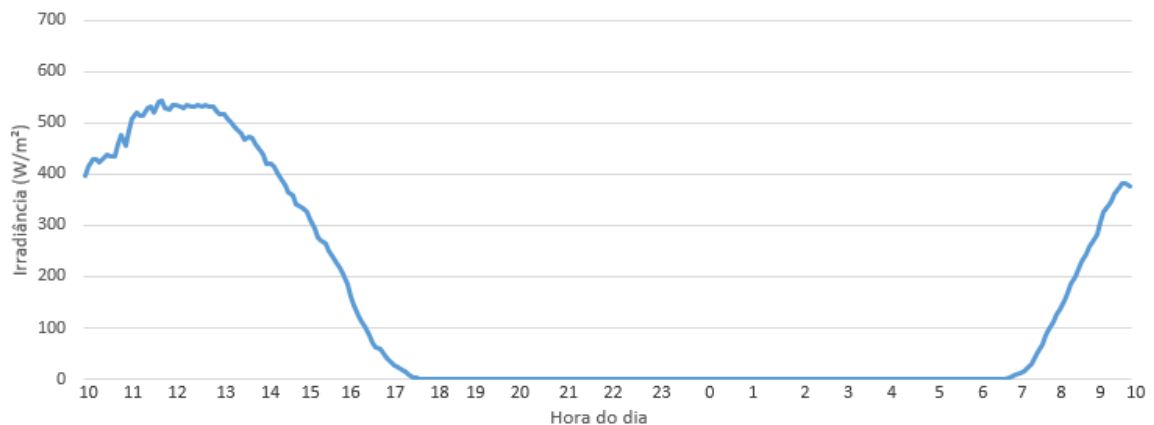
Fonte: Elaborado pelo autor (2019)

Figura 36 – Curva da corrente gerada pelos módulos com 11 horas de operação e demanda menor de iluminação.



Fonte: Elaborado pelo autor (2019)

Figura 37 - Curva de irradiância do dia com 11 horas de operação e demanda menor de iluminação.



Fonte: Elaborado pelo autor (2019)

5 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Ainda hoje, os sistemas fotovoltaicos isolados são dispendiosos devido, principalmente, ao armazenamento que é necessário para descascar a geração do consumo. Esses sistemas de armazenamento, geralmente, tem uma vida útil menor que os outros equipamentos, portanto estudos nessa área, analisando o seu desempenho e tentando aumentar sua vida útil são importantes, pois em alguns casos o uso de sistemas isolados é a única opção viável de suprimento de energia elétrica.

A Planta Piloto Bioclimática da Universidade Federal de Santa Catarina foi a edificação escolhida para instalação do sistema fotovoltaico isolado para atender a demanda da iluminação externa.

Este trabalho apresentou as etapas do dimensionamento do sistema fotovoltaico isolado através de dois métodos, a descrição dos componentes, instalação do sistema e a análise de desempenho do sistema realizada a partir de uma plataforma de aquisição e monitoramento desenvolvida no âmbito do trabalho.

A partir dos resultados do dimensionamento pode-se observar que o método analítico baseado no mês crítico é mais conservador, se baseia no pior cenário para que haja a mínima probabilidade de perda de carga. Porém, todo sistema está sujeito a perdas e mesmo considerando que o pior cenário pode acontecer, o dimensionamento se baseia na geração de um mês típico, o que nem sempre acontece.

A plataforma de monitoramento desenvolvida mesmo sendo de baixo custo apresentou valores confiáveis e se mostrou uma boa opção para verificar o desempenho do sistema. Analisando os valores obtidos por ela, o sistema está operando conforme esperado, atendendo a carga durante a maior parte do tempo. Porém, durante o monitoramento em junho, aconteceu a perda de carga em um dia com 11 horas de operação da carga de iluminação.

A perda de carga já era esperada e prevista na etapa do dimensionamento. Uma forma de resolver esse problema foi reduzir a carga do sistema de iluminação. Dessa forma o sistema operou com sucesso por 11 horas.

Através dos resultados obtidos neste trabalho, pode-se observar a sensibilidade de um sistema fotovoltaico isolado, dependente apenas das baterias. Mesmo o sistema sendo dimensionado para a situação crítica, está sujeito a perdas de carga. Para este sistema especificamente é possível fazer o chaveamento das cargas, diminuindo sua demanda, evitando descargas profundas na bateria e assim aumentando sua vida útil.

SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS

- Análise anual do sistema para analisar sua performance nas diferentes estações do ano e a vida útil da bateria no decorrer do tempo;
- Instalação de um sistema de chaveamento das cargas para semanas muito chuvosas;
- Sistema de chaveamento para evitar sobrecarga ou descargas muito profundas da bateria;
- Utilização do sistema de aquisição de dados para avaliar o desempenho de outros sistemas.

REFERÊNCIAS

A powerful software for your photovoltaic systems. Em: <https://www.pvsyst.com/>
Acesso em: 24 de abril de 2019.

ANEEL-Agência Nacional de Energia Elétrica. **Resolução Normativa Nº 493/2012**.
22 de setembro de 2018.

Allegro MicroSystems. Datasheet: ACS712 30. Publicação eletrônica, 2017.

BOSO, Ana Cláudia Marassá Roza; GABRIEL, Camila Pires Cremasco; GABRIEL FILHO, Luis Roberto Almeida. **Análise De Custos Dos Sistemas Fotovoltaicos On-Grid E Off-Grid No Brasil**. Anap Brasil, São Paulo, v. 8, n. 12, p.57-66, 2015.

CARVALHO, Eliana F. A.; CALVETE, Mário J. F. Solar energy: Past, presente a whole future. **Revista Virtual de Química**, Aveiro, v. 2, n. 3, p.192-203, jul. 2010. Sociedade Brasileira de Química (SBQ). <http://dx.doi.org/10.5935/1984-6835.20100018>

DIAS, Edson da Silva; KARASINSKI, Carlos Alberto. **Guia Para Aplicação E Manutenção De Banco De Baterias**. 2003. 194 f. TCC (Graduação) - Curso de Engenharia Elétrica, Centro Federal de Educação Tecnológica do Paraná, Curitiba, 2003.

Energy performance of buildings. Disponível em:<<https://ec.europa.eu>>. Acesso em: abril de 2019.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (Brasil). **Relatório parcial 2- Cenários de Demanda para o PNE2050**. Rio de Janeiro,2018.

FRAGA, José Renato Castro Pompéia. **Análise Do Comportamento Da Bateria Utilizada Em Sistemas Fotovoltaicos De Pequeno Porte**. 2009. 155 F. Tese (Doutorado) - Curso de Agronomia, Faculdade de Ciências Agrônômicas da Unesp, Botucatu, 2009.

Fraunhofer Institut. (Alemanha). **Photovoltaics Report**. Munique, 2019.

GALDINO, M. A., 2012, "**Análise de custos históricos de sistemas fotovoltaicos no Brasil**". IV Congresso Brasileiro de Energia Solar e V Conferência Latino-Americana da ISES, São Paulo, 18 a 21 set.

HART, Daniel W. **Electrónica De Potência**. Madrid: Prentice Hall, 2001.

JUCÁ, Sandro; CARVALHO, Paulo. **Métodos de dimensionamento de sistemas fotovoltaicos: Aplicações em dessalinização**. Duque de Caxias: Espaço Científico Livre Projetos Editoriais, 2013.

LAMBERTS, R; DUTRA, L. e PEREIRA, F.O.R. **Eficiência energética na arquitetura**. 3ª Edição – São Paulo, 2014.

MAESTRI, Hugo Guilherme. **Dimensionamento De Um Sistema Fotovoltaico Autônomo Para Alimentação De Um Dispositivo De Monitoramento De Parâmetros Elétricos Em Linhas De Transmissão**. 2018. 101 f. TCC (Graduação) - Curso de Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2018.

MOREIRA, Altair Antunes; BUENO, Eduardo; TESSARO, Antônio Pedro. SISTEMA FOTOVOLTAICO AUTÔNOMO INTELIGENTE EM ÁREAS RURAIS PARA FAMÍLIAS DE BAIXA RENDA. **Periódico Científico de Arquitetura e Urbanismo, Engenharias e Tecnologia da Informação**, Caçador, v. 6, n. 1, p.134-142, abr. 2017.

MME. **Resultados Luz para todos**. Disponível em: <https://www.mme.gov.br/luzparatodos/Asp/o_programa.asp>. Acesso em: 28 ago. 2018.

PACHECO, Miguel Teixeira Gomes; GHISI, Eneir Roberto Lamberts. **Proposição de estratégias para obtenção de Edifícios de Energia Zero**. Florianópolis, 2013.

PEREIRA, Tiago Quartieiro. **Desenvolvimento De Um Sistema De Monitoramento Remoto Microcontrolado Para Análise Da Performance De Bancos De Baterias**. 2016. 45 f. TCC (Graduação) - Curso de Engenharia de Energia, Universidade Federal de Santa Catarina, Araranguá, 2016.

PINHO, João Tavares; GALDINO, Marco Antônio. **Manual de engenharia para sistemas fotovoltaicos**. Rio de Janeiro: Cepel- crecesb, 2014.

PVSist. Disponível em: <http://www.pvsyst.com/en/order/prices>. Acesso em: 25 de setembro de 2018.

REGES, Jonas Platini. **Desenvolvimento De Um Sistema De Aquisição De Dados Para Sistemas Fotovoltaicos**. 2017. 119 f. Tese (Doutorado) - Curso de Pós-Graduação em Energias Renováveis, Instituto Federal do Ceará, Fortaleza, 2017.

ShAYANI, Rafael A.; OLIVEIRA Marco A.G.; CAMARGO, Ivan M.T. **Comparação do custo da energia solar fotovoltaica e fontes convencionais**. In: Congresso Brasileiro de planejamento Energético, 2006. Brasília.

SILVA, Rodrigo Guedes da. **Dimensionamento De Um Sistema Fotovoltaico Para Atender Uma Demanda De Iluminação**. 2014. 104 f. TCC (Graduação) - Curso de Engenharia Elétrica, Universidade Estadual de Londrina, Londrina, 2014.

Solar Station Monitor. Disponível em: <http://www.epsolarpv.com/en/index.php/Technical/download>. Acesso em: 25 de setembro de 2018.

VERA, Luís Horácio. **Programa computacional para dimensionamento e simulação de sistemas fotovoltaicos autônomos**. 2004. 187 f. Tese (Doutorado) - Curso de Engenharia Mecânica, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2009.

ZILLES, Roberto et al. **Sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica**. São Paulo: Oficina de Textos, 2012.

AGRADECIMENTOS

Agradeço a minha família pelo apoio durante os anos de graduação, a todos os amigos e colegas, que estiveram presentes em minha formação. Ao professor Dr. Roderval Marcelino, pela oportunidade de fazer parte do grupo de pesquisa do Laboratório de Pesquisa Aplicada (LPA) no qual o projeto do presente trabalho foi desenvolvido. Ao professor Giuliano Rampinelli, meu orientador, pela disposição em me guiar durante o desenvolvimento deste trabalho. Aos colaboradores da UFSC do campus Mato Alto, aos meus colegas do LPA e a professora Letícia Toreti Scarabelot pelo auxílio durante os experimentos. E, finalmente, agradeço a todos que direta ou indiretamente me ajudaram a concluir minha graduação e finalizar essa importante etapa de minha vida.