

IFMG
INSTITUTO FEDERAL DE EDUCAÇÃO, CIÊNCIAS E TECNOLOGIA DE MINAS
GERAIS – CAMPUS FORMIGA
BACHARELADO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

ESTUDO DE CASO: PROJETO, INSTALAÇÃO E VIABILIDADE DE
UM SISTEMA FOTOVOLTAICO ISOLADO

Lucas Alves de Oliveira

Orientador: Prof. Dr. Gustavo Lobato Campos

FORMIGA – MG

2018

LUCAS ALVES DE OLVEIRA

**ESTUDO DE CASO: PROJETO, INSTALAÇÃO E VIABILIDADE DE
UM SISTEMA FOTOVOLTAICO ISOLADO**

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado ao Curso de Engenharia Elétrica do Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de Minas Gerais como requisito para obtenção do título de bacharel em Engenharia Elétrica.

Orientador: Prof. Dr. Gustavo Lobato Campos

FORMIGA – MG

2018

621.3 Oliveira, Lucas Alves de.
Estudo de caso: Projeto, Instalação e Viabilidade de um Sistema Fotovoltaico Isolado / Lucas Alves de Oliveira. -- Formiga: IFMG, 2018.
83p.: il.

Orientador: Prof. Dr. Gustavo Lobato Campos
Trabalho de Conclusão de Curso – Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de Minas Gerais – *Campus* Formiga.

1. Sistema Fotovoltaico Isolado. 2. Viabilidade Econômica.
3. Geração Distribuída. 4. Energia Renovável. 5. *Off-grid*. I. Título.

CDD 621.3

LUCAS ALVES DE OLIVEIRA

**ESTUDO DE CASO: PROJETO, INSTALAÇÃO E VIABILIDADE DE
UM SISTEMA FOTOVOLTAICO ISOLADO**

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado ao
Curso de Engenharia Elétrica do Instituto Federal
de Minas Gerais como requisito para obtenção do
título de bacharel em Engenharia Elétrica.

Avaliado em: _____ de _____ de _____.

Nota: _____

BANCA EXAMINADORA

Prof. Dr. Gustavo Lobato Campos
Orientador

Prof. Msc. Patrick Santos de Oliveira
Avaliador

Prof. Msc. Rafael Tayette Vinícius da Nobrega
Avaliador

Formiga, 29 de maio de 2018

“ O fracasso não é antônimo de sucesso, esse oposto seria desistir, o fracasso está entre você e o sucesso, ele é o caminho que você precisa superar, ultrapassar para atingir o sucesso. ” (Autor Desconhecido)

“ A persistência é o caminho do êxito. ” (Charles Chaplin)

“ A felicidade só é completa quando é compartilhada. ” (Christopher McCandless)

AGRADECIMENTOS

Agradeço a Deus pelo dom da vida, meus pais pelo amor incondicional, minha irmã pelo cuidado e minha família pelo sustentáculo que me foi propiciado para concretizar esta graduação. Aos meus amigos leais, presentes e ausentes que solidificaram o meu amadurecimento. Aos mestres que ajudaram a moldar meu caráter. Enfim àqueles que contribuíram para a realização deste objetivo, pois se cheguei até aqui foi por que me apoiei nos ombros de gigantes.

RESUMO

Com o intuito de suprir a crescente necessidade de energia elétrica limpa e diversificar a matriz energética, a energia fotovoltaica (FV) é promissora devido a abundância de sua fonte (irradiação solar), associada ao conceito de geração distribuída (GD – geração próxima ao ponto de consumo), que motiva seus crescentes estudos e aplicações. Assim o presente trabalho tem como objetivo apresentar um estudo de caso do projeto e instalação de um sistema FV isolado da rede (*off grid*) utilizado para atender um controlador de tráfego (“radar”) instalado na BR-354. Será também apresentada uma comparação de viabilidade econômica deste modelo de instalação com o convencional, ou seja, oriundo da extensão da rede de distribuição até a carga. Para atingir estes objetivos serão apresentados os detalhes para realização do projeto elétrico, estrutural e da instalação de acordo com as resoluções normativas N° 482/2012 e 687/2015 da ANEEL e NBR 5410. Ao findar-se o estudo os passos para elaboração de um sistema FV isolado estão apresentados e sua atratividade financeira foi comprovada em detrimento da extensão da rede elétrica.

Palavras chave: Sistema Fotovoltaico Isolado; Viabilidade Econômica, Geração Distribuída, Energia Renovável.

ABSTRACT

In order to meet the growing need for clean electric energy and to diversify the energy matrix, photovoltaic (PV) energy is promising due to the abundance of its source (solar irradiation), associated to the concept of distributed generation (DG – generation next to the consumption), and motivates its growing studies and applications. Thus, the present work aims to present a case study of the design, installation and feasibility of an off grid PV system used to meet a traffic controller ("speed radar") installed in the BR-354. It will also be presented a comparison of this installation model with the conventional, that is, from the extension of the distribution network to the load. In order to reach these goals, will be presented the details for the realization of installation, electric and structural project, according to the normative resolutions N° 482/2012 and 687/2015 from ANEEL and NBR 5410. At the end of the study, the steps to elaborate an isolated PV system were presented and their financial attractiveness was proven to the detriment of the extension of the electric network.

Keywords: Off grid Photovoltaic System; Economic Viability, Distributed Generation, Renewable Energy.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1 - Gráfico da matriz energética brasileira.....	13
Figura 2 - Gráfico decaimento do nível dos reservatórios das regiões Sudeste, Centro Oeste e Nordeste.....	13
Figura 3 - Gráfico preço do watt-pico instalado.....	14
Figura 4 - Gráfico do preço médio do watt-pico instalado no Brasil em 2018.	15
Figura 5 - Mapa da média anual de radiação solar.....	16
Figura 6 - Esquema de modelos de SFI.....	20
Figura 7 - Simbologia do painel fotovoltaico.....	21
Figura 8 - Apresentação esquemática de um módulo fotovoltaico.	21
Figura 9 - Gráfico das curvas I x V e P x V.	22
Figura 10 - Associação de módulos em série.	23
Figura 11 - Associação de módulos em paralelo.....	23
Figura 12 - Curva I-V, a) associação série e b) associação paralelo.	24
Figura 13 - Fotografia com câmera termográfica (em vermelho o sobreaquecimento).	25
Figura 14 - Associação mista com utilização de diodo <i>by-pass</i> e diodo de bloqueio.	26
Figura 15 - Esquema básico de um controlador de carga em SFI.	27
Figura 16 – a) Gráfico PxV com ponto de máxima potência; b) Fluxograma da tecnologia MPPT	28
Figura 17 - Símbolo elétrico do inversor.....	28
Figura 18 - Dados técnicos de baterias presentes no mercado.	30
Figura 19 - Imagem do local da instalação.....	37
Figura 20 - Diagrama de blocos de um SFV <i>off grid</i>	39
Figura 21 - Vista superior do SFI, utilizando <i>software</i> SKETCHUP.....	40
Figura 22 - Diagrama unifilar da instalação.	42
Figura 23 - Esquema de ligação dos painéis fotovoltaicos.....	44
Figura 24 - Controlador de carga: a) modelo Tracer 4210 e b) modelo Tracer 2210.	46
Figura 25 - Especificações dos controladores de carga.....	47
Figura 26 - Inversor Hayonik 1200W, 24VDC:110/127VAC.	48
Figura 27 - Esquema de ligação das baterias presentes no SFI.	50
Figura 28 - Bateria estacionária Moura Clean 12MF220 (220Ah)	50
Figura 29 - Especificações técnicas da bateria utilizada	51

Figura 30 - Vista frontal do SFI instalado.	56
Figura 31 - Foto da instalação com enfoque na estrutura do SFI.	57
Figura 32 - Instalação com enfoque no painel fotovoltaico e nos gabinetes.	58
Figura 33 - Primeiro passo da montagem do sistema elétrico.	59
Figura 34 - Segundo passo da montagem do sistema elétrico.	60
Figura 35 - Resultado final da instalação do quadro de controle do SFI.....	61
Figura 36 - <i>Layout</i> da extensão da rede necessária.	62

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Irradiação solar média inclinada (kWh/m ² .dia) no local estudado.....	36
Tabela 2 - Informações do painel solar.	45
Tabela 3 - Informações Técnicas do Inversor	48
Tabela 4 - Especificações dos componentes e valores.	63
Tabela 5 - Valor final do projeto.	64
Tabela 6 - Fluxo de caixa para o caso 1.	65
Tabela 7 - Fluxo de caixa para o caso 2.	66
Tabela 8 - Indicadores de viabilidade econômica para o caso 1	68
Tabela 9 - Indicadores de viabilidade econômica para o caso 2	68

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ABINEE	Associação Brasileira da Indústria Elétrica e Eletrônica
AC/CA	Corrente Alternada
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
ABNT	Associação Brasileira de Normas Técnicas
CEPEL	Centro de Pesquisa em Energia Elétrica
CEMIG	Companhia Energética de Minas Gerais
COPOM	Comitê de Política Monetária
CREA	Conselho Regional de Engenharia e Agronomia
CRESESB	Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio Brito
DC/CC	Corrente Contínua
DPS	Dispositivo de Proteção de Surtos
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
EPIA	<i>European Photovoltaic Industry Association</i>
EVA	Espuma Vinílica Acetinada
FP	Fator de Potência
FV	Fotovoltaico
GD	Geração Distribuída
HFP	Horário Fora de Ponta
HSP	Horas de Sol Pleno
IEC	<i>International Electrotechnical Commission</i>
ICMS	Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços
IEEE	<i>Institute of Electrical and Electronics Engineers</i>
IPCA	Índice de Preços ao Consumidor
LD	Linha de Distribuição
MME	Ministério de Minas e Energia
MPPT / SPPM	<i>Maximum Power Point Tracker</i> / Seguidor do Ponto de Potência Máxima
MPP	Ponto de Máxima Potência
MT	Média Tensão
MTE	Ministério do Trabalho e Previdência
NBR	Norma Brasileira
ND	Norma de Distribuição

PRODIST	Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Nacional
RAC	Requisitos de Avaliação de Conformidade
RADIASOL	<i>Software</i> desenvolvido pelo Laboratório de Energia Solar – UFRGS
RDR	Rede de Distribuição Rural
REN	Resolução Normativa
VPL	Valor Presente Líquido
TD	Taxa de Desempenho
TIR	Taxa Interna de Retorno
TMA	Taxa Mínima de Atratividade
SFV	Sistema Fotovoltaico
SFCR	Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede
SFI	Sistema Fotovoltaico Isolado
SELIC	Sistema Especial de Liquidação e de Custódia
SWERA	<i>Solar and Wind Energy Resource Assessment</i>
Wp	<i>Watt-pico</i>

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	11
1.1	Problemas e Justificativa.....	12
1.2	Objetivo Geral e Específicos	17
1.3	Estrutura do Trabalho	18
2	REFERENCIAL TEÓRICO	19
2.1	Componentes do Sistema Fotovoltaico.....	19
2.1.1	<i>Carga ou Consumo</i>	20
2.1.2	<i>Módulo Fotovoltaico</i>	20
2.1.3	<i>Controlador de Carga</i>	26
2.1.4	<i>Inversor</i>	28
2.1.5	<i>Baterias</i>	29
2.1.6	<i>Dispositivos de Proteção</i>	31
2.2	Parâmetros da Análise Econômica.....	31
3	METODOLOGIA	35
3.1	Avaliação do Potencial Energético do Local	35
3.2	Especificações da Carga	36
3.3	Normas e Regulamentações	37
3.4	Projeto Geral para Sistema <i>off grid</i>	39
3.5	Projeto da Estrutura Física.....	39
3.6	Análise Econômica	40
4	RESULTADOS.....	42
4.1	Projeto Elétrico	42
4.1.1	<i>Módulo Fotovoltaico</i>	43
4.1.2	<i>Controle e Condicionamento da Potência</i>	45
4.1.2.1	Controladores de Carga.....	45

4.1.2.2 Inversor	47
4.1.3 Baterias.....	49
4.1.4 Proteção.....	51
4.1.4.1 Disjuntores	51
4.1.4.2 Cabos.....	54
4.2 Instalação e Execução do Projeto	56
4.3 Análise de Viabilidade Econômica do SFI.....	62
5 CONCLUSÃO	70
REFERÊNCIAS.....	73
ANEXO A – Datasheet Módulo Fotovoltaico Canadian 206Wp	80
ANEXO B – Estrutura Física (Cotas e Engastes)	81
ANEXO C – Declaração da Relação de Colaborador	83

1 INTRODUÇÃO

A capacidade de manusear recursos energéticos a fim de suprir necessidades possibilitou a sobrevivência humana e o desenvolvimento da sociedade até os dias atuais. Mas fato é que cresce a importância de se diversificar a matriz energética, e assim buscam-se fontes renováveis que reduzam a dependência de recursos finitos na natureza (NAKABAYASHI, 2015). Importante ainda correlacionar o aspecto energético com o ambiental, uma vez que o emprego de recursos renováveis é apontado como solução para um modelo sustentável de desenvolvimento (SANTOS, 2014).

Destaca-se que o consumo mundial de energia primária durante o ano de 2014, foi aproximadamente 20,7 mil TWh, como a potência fornecida pelo Sol é cerca de 174 mil TW (FAPESP, 2017) é possível afirmar que a quantidade de energia recebida na superfície terrestre é superior ao consumo energético anual da humanidade (EPE, 2017).

Diante do leque de energias renováveis existentes, a energia fotovoltaica (FV) vem sendo apontada como fonte promissora, de acordo com a Associação Brasileira da Indústria Elétrica e Eletrônica (ABINEE). Enumerando, segundo ABINEE (2012), fatores que evidenciam este fato: sua grande expansão; redução exponencial de custos; além de não emitir poluentes em sua operação. Destacam-se, por exemplo, países como China, EUA, Alemanha, Itália e Japão no processo de inserção da energia fotovoltaica em sua matriz energética, principalmente fruto de incentivos políticos e subsídios fornecidos por seus governos, sendo estes países que lideram a geração FV no mundo atualmente. Destacando a China, que possui 25% de toda a capacidade instalada de energia FV do mundo, após assumir o posto de maior produtor de módulos fotovoltaicos (GLOBAL MARKET OUTLOOK, 2017). Já o Brasil mesmo com nível de irradiação solar superior aos países europeus citados, ainda está atrás no quesito investimento pessoal e político para poder aumentar a inserção da energia fotovoltaica em sua matriz energética (ABINEE, 2012).

Em nosso país houveram avanços recentes devido a incentivos do Ministério de Minas e Energia, através das portarias nº 226/2013 e nº 300/2013, que incluíram a fonte solar em leilões de energia, permitindo que esta competisse em igualdade com outras fontes renováveis na modalidade “por disponibilidade”, porém em virtude de custos elevados não se obteve o sucesso esperado. Assim a partir da portaria nº 236/2014 foram criadas melhores condições

para projetos FV, definindo agora a competitividade entre si e não mais entre outras fontes (EPE, 2014).

Associado com o conceito de energia fotovoltaica é importante citar a Geração Distribuída (GD), sendo esta conhecida como a produção de energia elétrica próxima ao consumo. O termo GD contrapõe a ideia de geração centralizada de energia, que é o formato adotado pela maioria dos setores energéticos, como o hidroelétrico. No artigo 14 do Decreto nº 5.163/04 a GD é definida “pela produção de energia elétrica originária de empreendimentos de permissionários, concessionárias ou autorizados, que são conectados diretamente no sistema elétrico de distribuição do consumidor” (ZILLES et al., 2012).

Outro importante documento vinculado a este tema é a Resolução Normativa nº482, de 17 de abril de 2012, onde a ANEEL dispõe sobre micro e minigeração distribuída, assim como o sistema de compensação de energia elétrica (*net metering*). Ressalta-se avanço notável nos processos de instalação e utilização da energia FV, permitindo ainda que todo usuário da rede pudesse se tornar um produtor de energia (NAKABAYASHI, 2015). Cita-se também a resolução REN 687/2015, sendo essa revisão da 482, que entrou em vigor em março de 2016. Tal revisão foi justificada pela crescente oferta de sistemas FV, e para os quais uma regulamentação mais detalhada fazia-se necessária (EPE, 2016).

Assim o presente trabalho de conclusão de curso tem como foco apresentar um estudo de caso de aplicação de sistema de geração distribuída de energia fotovoltaica. Especificamente para atender um controlador de velocidade (popularmente conhecido como radar) instalado na BR-354. Destaca-se que também será apresentada comparação de viabilidade econômica deste modelo de instalação com a convencional, ou seja, oriunda da extensão de uma linha de distribuição (LD) até a carga.

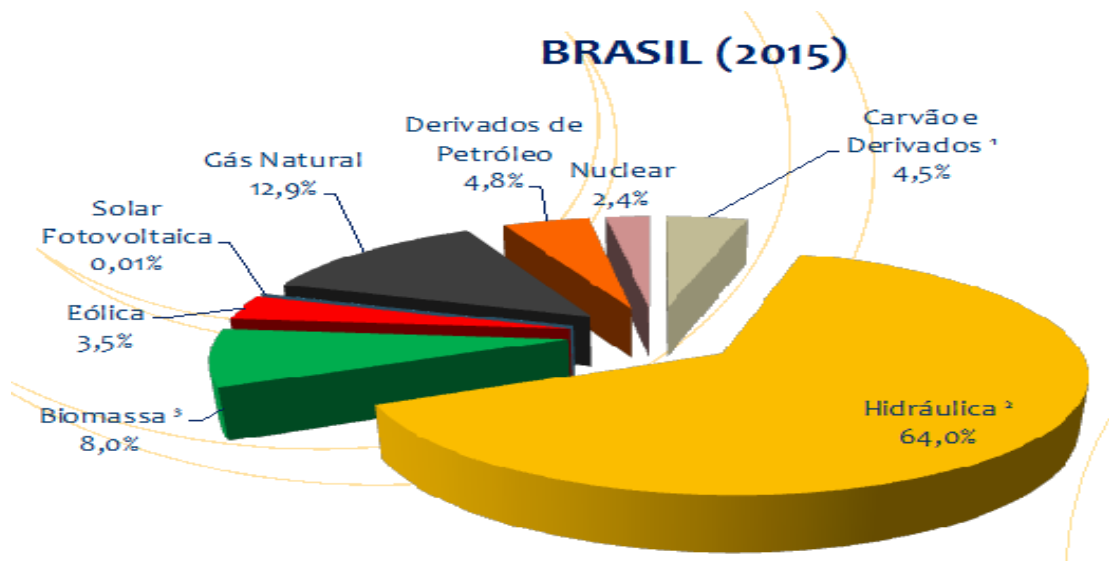
1.1 Problemas e Justificativa

Segundo Veiga (2005) a definição de desenvolvimento sustentável é aquele capaz de suprir as necessidades da geração atual, sem comprometer a capacidade de atender as futuras gerações, assim como não esgotar os recursos existentes.

Neste contexto a Figura 1, apresenta a matriz energética brasileira e sua distribuição entre as suas fontes de origem. Pode-se ressaltar que 75,51% desta matriz é composta por

energias renováveis (sendo estas, hidráulica, biomassa, eólica e solar fotovoltaica) (BEN, 2016).

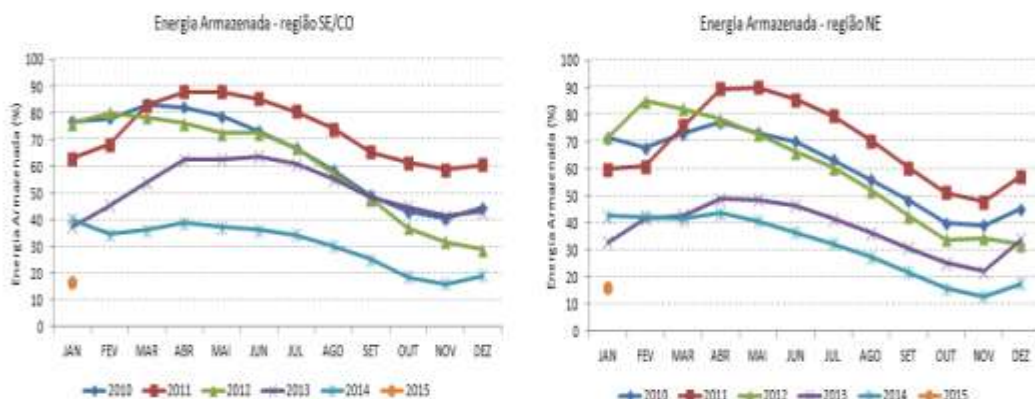
Figura 1 - Gráfico da matriz energética brasileira.



Fonte: Extraído de BEN/EPE, 2016.

Entretanto o principal componente deste conjunto é proveniente da energia hídrica, que apresenta fatores extrínsecos que não podem ser controlados, como períodos de estiagem e percalços ambientais, provenientes da instalação e operação das usinas hidrelétricas, como demonstra a Figura 2 onde observa-se a queda do nível de “energia armazenada”, considerando o nível de água, e de possível produção, nos reservatórios brasileiros entre os anos de 2010 e 2015.

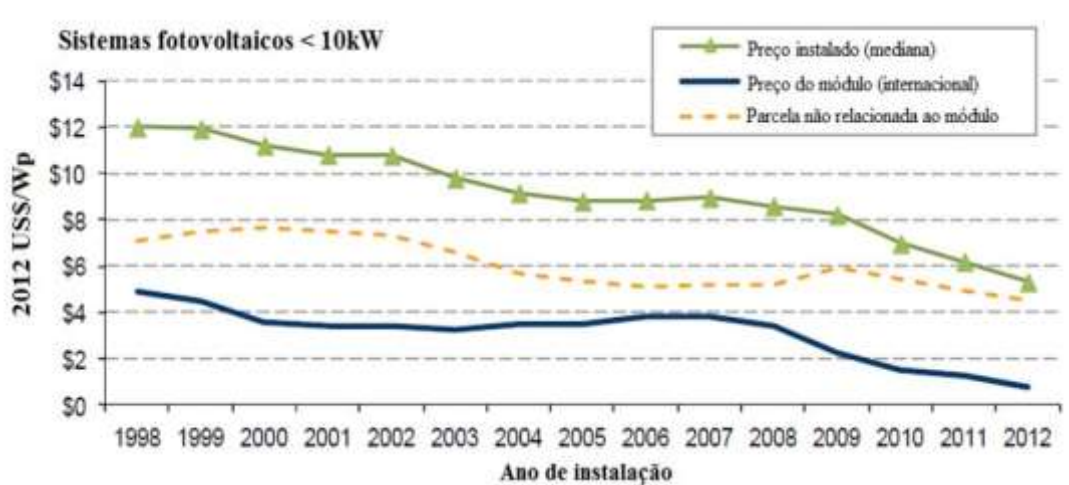
Figura 2 - Gráfico decaimento do nível dos reservatórios das regiões Sudeste, Centro Oeste e Nordeste.



Fonte: Extraído de NAKABAYASHI, 2015.

Segundo Falcão (IEEE, 2007) a GD chega ao Brasil, trazendo vantagens como redução de perdas, menor necessidade de grandes projetos de geração, oportunidades maiores de participação dos consumidores no atendimento à demanda. A partir desta informação é possível inferir que o valor de sistemas FV irá cair nos próximos anos, graças a inserção da GD na matriz energética brasileira. Como é visto por meio do Figura 3 o custo dos sistemas FV vem caindo no Brasil (BARBOSE et al., 2013).

Figura 3 - Gráfico preço do watt-pico instalado.



Fonte: Extraído de BARBOSE et al., 2013.

Portanto, de acordo com (EPIA, 2014) há uma projeção na queda dos preços dos sistemas instalados nos próximos anos, considerando: 20% de taxa de aprendizagem para módulos e inversores em pequena escala (que é um aumento anual do número de empresas trabalhando no setor), além da diminuição de custo em componentes estruturais e de serviços. Ainda em (EPIA, 2014), é estimado que entre 2011 e 2020, verifique-se uma redução entre 5,14 e 6,89% anualmente do preço do *Watt*-pico (que é o valor de máxima potência em condições padrão que um sistema pode alcançar, representado pela sigla Wp), instalado em sistemas residenciais, enquanto que para sistemas de grande porte uma queda entre 4,36 a 5,98%. Para base de comparação, nos últimos seis meses no Brasil o valor de queda no Wp foi de 4,75% demonstrando uma pausa na queda dos preços e uma estagnação do mercado (ENOVA, 2018). Assim houve um decaimento do valor do Wp instalado um pouco maior do que o projetado por *European Photovoltaic Industry Association* (EPIA, 2014). Ainda de acordo com ENOVA (2018) o preço do Wp praticado no Brasil em janeiro de 2018 é de R\$7,13, demonstrando uma queda de 24,04% em relação a janeiro de 2017, como é mostrado na Figura 4.

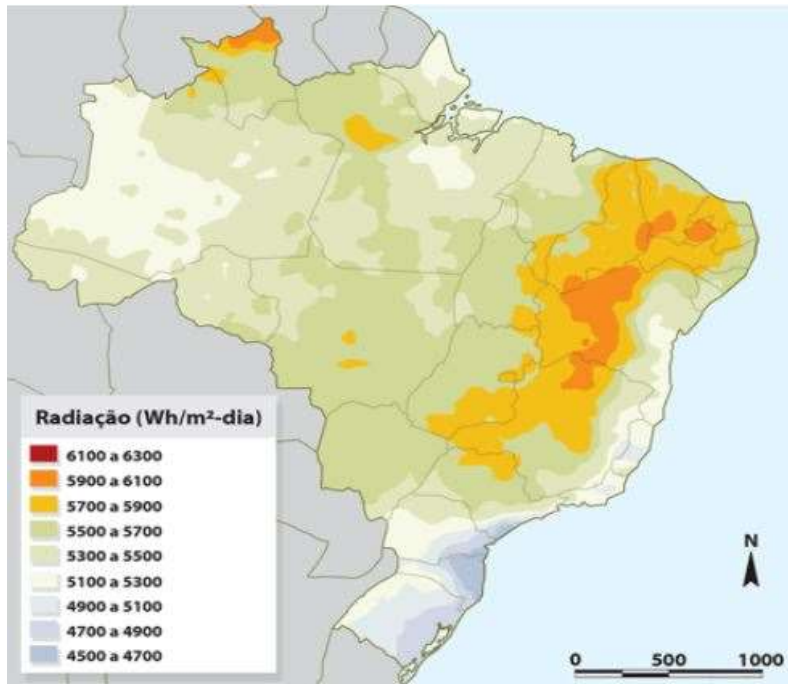
Figura 4 - Gráfico do preço médio do watt-pico instalado no Brasil em 2018.



Fonte: Extraído de ENOVA SOLAR, 2018.

O Brasil ainda está atrás de países desenvolvidos, devido a disseminação da cultura de autossuficiência em geração de energia, e aos incentivos públicos disponibilizados pelos governos. Entretanto nosso país possui os níveis de irradiação maiores que países europeus, Japão e valores similares aos da China, o que proporciona um atrativo extra para que a pesquisa em tecnologia ou até mesmo a fabricação de módulos torne-se vantajosa. Segundo (INPE, 2017) no território brasileiro a incidência de radiação média anual, em 2017, variou entre 6.250 e 3.500 Wh/m².dia, estes números são significativamente superiores à grande parte de países europeus, onde a este valor esteve entre 1.200 e 3.600 Wh/m².dia (PEREIRA et al., 2017). Como demonstrado na Figura 5, com valores pela escala de cores do cinza (4.500 Wh/m².dia) até o vermelho (6.300 Wh/m².dia).

Figura 5 - Mapa da média anual de radiação solar.



Fonte: Extraído de ANEEL, 2006.

De acordo com, EPE (2016), Minas Gerais é apontado como o maior estado em número de instalação de sistemas de micro e minigeração FV no país. Segundo a ANEEL (2018) até fevereiro de 2018 existem 24.629 unidades consumidoras com geração distribuída instaladas e em funcionamento no Brasil, deste total Minas Gerais é o estado com maior número possuindo 5.198 unidades de micro ou minigeração fotovoltaica. Este estudo ainda indica a grande disponibilidade para instalação de sistemas FV no estado mineiro, devido ao potencial energético do estado e da atratividade financeira que serão abordados mais profundamente no Capítulo 4, Resultados.

O SFV deste trabalho foi projetado para atender a carga (radar) que está localizada a 7,5 metros da rodovia BR-354, Km491, entre os municípios de Arcos e Formiga em Minas Gerais. É necessário atentar-se há alguns problemas que poderiam ocorrer caso fosse optado pela extensão da rede de distribuição em detrimento do SFV, como por exemplo:

- A extensão da rede que deveria obedecer aos aspectos da ND 2.2 CEMIG, que trata de Rede de Distribuição Rural (RDR);
- O cumprimento do Instrumento Particular de Constituição de Servidão, segundo Manual de Normas Técnicas da CEMIG, em seu Anexo 11, que concede a concessionária a passagem da Rede de Distribuição em propriedade privada;

- Perfil topográfico desfavorável do local, com a presença de colinas e proximidade de córregos.

Estes detalhes serão esclarecidos no Capítulo 4, Resultados, mas resumidamente foram estes os fatores, positivos em relação ao SFV e desfavoráveis quanto a extensão da rede de distribuição, que justificaram a escolha da empresa SITRAN. Baseando-se nos aspectos legais e financeiros tratados nas normas da CEMIG e informações disponibilizadas pela ENGELMIG (empresa terceirizada que realiza as obras da concessionária de energia no local).

1.2 Objetivo Geral e Específicos

Ao findar-se este trabalho espera ser alcançado o objetivo geral, que é a apresentação do desenvolvimento do projeto, bem como os passos da instalação de um sistema FV *off grid* para atender uma carga isolada (controlador de tráfego), assim como determinar sua viabilidade econômica em comparação com o modelo convencional de instalação, via extensão da rede elétrica até o ponto de consumo.

Para atingir tal objetivo geral, foram estabelecidas etapas intermediárias de desenvolvimento conforme apresentadas a seguir:

- Estudar sobre tecnologia e sistemas GD e FV;
- Compreender sobre projeto e instalação deste sistema, bem como seus componentes (módulo fotovoltaico, inversor, controladores, baterias, cabos e dispositivos de proteção);
- Avaliar a escolha pelo emprego de GD em sistema de geração FV para suprir a demanda do controlador de velocidade, em lugar da instalação convencional;
- Analisar a viabilidade econômica, utilizando três parâmetros na técnica de análise multi-índice.

1.3 Estrutura do Trabalho

Este documento é composto por cinco capítulos, sendo que neste capítulo inicial apresenta-se o tema do trabalho de conclusão de curso, sua relevância no cenário atual, assim como seus objetivos.

O segundo capítulo está associado com revisão da literatura sobre o tema em questão, onde são abordados aspectos básicos de energia FV, bem como componentes essenciais para o funcionamento de um sistema *off grid*, assim como as normas técnicas que regem os projetos e instalações deste tipo de sistema em nosso país.

No terceiro capítulo é apresentada a metodologia aplicada no projeto do sistema estudado, ao tratar do devido dimensionamento de todos seus componentes, assim como da avaliação da viabilidade econômica desta obra.

O quarto capítulo retrata os resultados obtidos, como detalhes técnicos da instalação, e dados técnicos e elétrico após a instalação do sistema. Serão também apresentados resultados associados ao estudo de viabilidade, após o investimento realizado, suas variações ao longo da vida útil do sistema, e a aplicação dos indicadores econômicos explicados no terceiro capítulo para definir o tempo de retorno e seu investimento.

O quinto capítulo aponta as conclusões obtidas após a realização do trabalho, assim como sugestões para trabalhos futuros.

2 REFERENCIAL TEÓRICO

Neste capítulo será abordado como é composto um SFV desconectado da rede. Para usufruir desta energia fotovoltaica são necessários componentes como módulos fotovoltaicos, inversores, baterias, controladores de carga, cabos e dispositivos de proteção, que são explicados ao longo deste capítulo. Trata-se ainda sobre SFV no Brasil, assim como alguns conceitos associados à análise da viabilidade econômica.

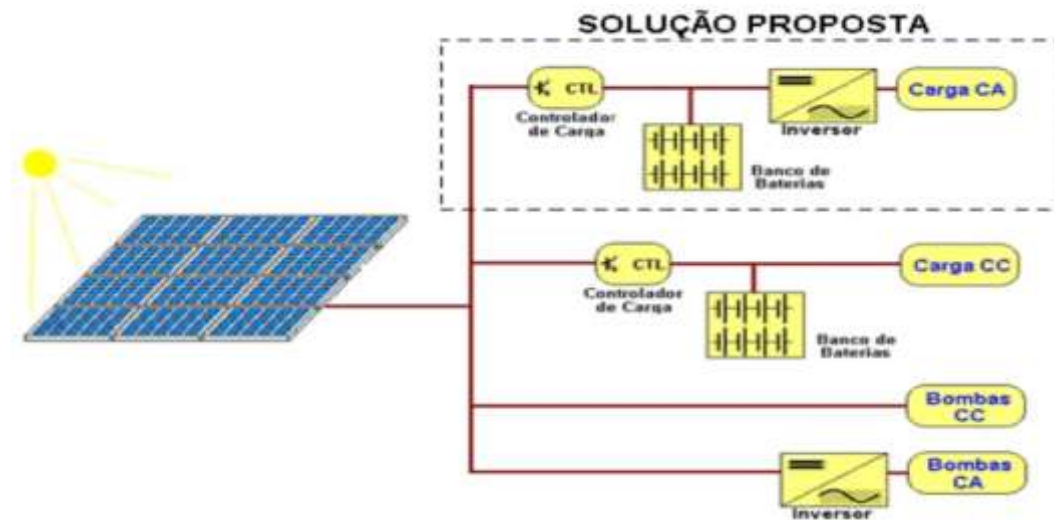
2.1 Componentes do Sistema Fotovoltaico

Segundo CEPEL - GTES (2014) os dispositivos utilizados para a conversão e utilização de energia elétrica provenientes da energia solar é denominado Sistema Fotovoltaico (SFV). São formados por quatro blocos, sendo estes: bloco de carga (ou consumo); bloco gerador (módulo FV, cabeamento e estruturas); bloco de condicionamento de potência (inversores, controladores de carga e outros dispositivos de proteção e controle); bloco de armazenamento (baterias), este último necessariamente utilizado em sistemas *off grid*.

Quanto à classificação os SFV podem ser classificados em conectados à rede (*on grid*), desconectados da rede (*off grid*) e sistemas híbridos que agrupam características dos dois sistemas (MAKRIDES et al., 2010). Neste trabalho como será abordado um sistema isolado (*off grid*), e, por conseguinte este tema possuirá maior enfoque.

O Sistema Fotovoltaico Isolado (SFI) ou *off grid* consiste no atendimento mediante energia solar, a domicílios ou cargas individuais ou ainda a um grupo de consumidores localizados em uma região próxima. Em geral estes SFI absorvem e convertem a energia solar durante o período de irradiação solar, utilizando a energia gerada (como em sistemas de acionamento bomba d'água) ou armazenando através dos acumuladores de carga (baterias) e continua assegurando o fornecimento de energia durante o período sem incidência de irradiação solar, ou seja, no período noturno descarregando a energia contida nos acumuladores (em sistemas de iluminação, telefone). A Figura 6 demonstra um esquema elementar de composição de alguns modelos de SFI citados destacando, em solução proposta, o modelo adotado na execução deste projeto.

Figura 6 - Esquema de modelos de SFI.



Fonte: Extraído de CEPTEL - CRESESB, 2008.

2.1.1 Carga ou Consumo

A carga ou unidade de consumo de um SFV é fundamental para determinar sua capacidade e quantidade de equipamentos nos outros blocos. É necessário saber qual carga o sistema deve atender no momento inicial de elaborar o projeto FV. Muitos problemas ocorrem devido ao acréscimo indevido de cargas, ou cargas ligadas incorretamente (CEPEL - CRESESB, 2014).

As cargas podem ser alimentadas por corrente contínua (CC) desta maneira não necessitam de inversor ou controlador de carga, caso a tensão de alimentação seja condizente com a tensão de saída dos módulos FV, ou podem ser alimentadas por corrente alternada (CA) necessitando assim de um inversor em caso de SFV *on grid* e de inversor e controlador de carga em caso de SFV *off grid*, como é o caso deste projeto.

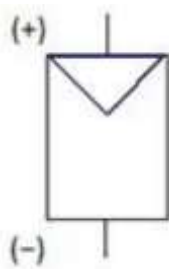
2.1.2 Módulo Fotovoltaico

O efeito fotoelétrico hoje presente nas células FV, que foi descoberto por Becquerel, consiste na conversão da incidência de radiação solar em eletricidade, sendo que tal conversão

é realizada em materiais semicondutores. Tal fato ocorre a partir da comutação dos elétrons nas camadas de valência devido a incidência dos fótons nos semicondutores.

O módulo FV é composto por diversas células fotovoltaicas dispostas em um arranjo de modo a proporcionar a tensão e corrente necessária para suprir a demanda do projeto em questão, e simultaneamente devido ao seu invólucro o módulo proporciona a proteção para as células (CAMARGO, 2000; BRAGA, 2008). Este equipamento possui o símbolo elétrico apresentado na Figura 7.

Figura 7 - Simbologia do painel fotovoltaico.



Fonte: Extraído de PRODIST 3, 2017.

Segundo Steigleder (2006), o módulo FV é basicamente composto pelas camadas apresentadas na Figura 8. Em seu interior está presente a célula fotovoltaica e seus contatos metálicos, um encapsulante feito de um polímero de EVA (acetato-vinilo de etileno), transparente, isolante e termoplástico, posteriormente coberto por um vidro temperado e anti-reflexivo. Na camada exterior há uma caixa de junção de seus terminais elétricos e é fixado em uma estrutura de alumínio.

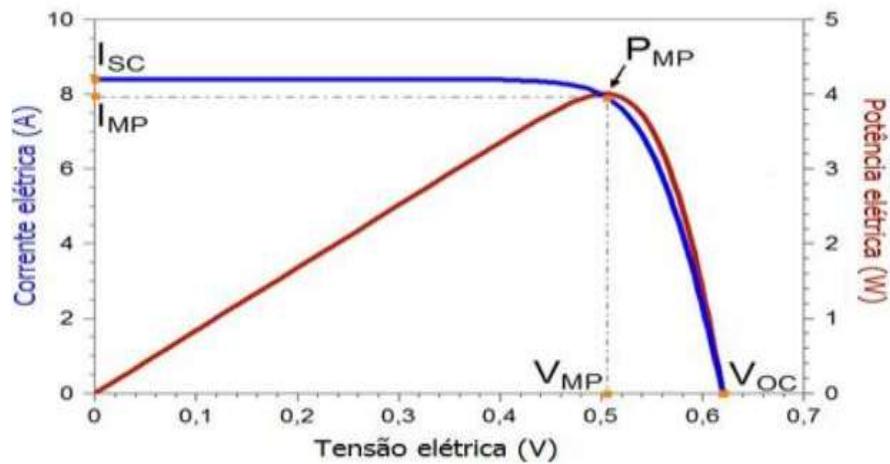
Figura 8 - Apresentação esquemática de um módulo fotovoltaico.



Fonte: Extraído de PORTAL SOLAR, 2016.

É necessário ainda ressaltar neste tópico as curvas de tensão e corrente dos módulos FV, que são fundamentais para o dimensionamento e projeto dos SFI. Estas curvas são geralmente encontradas nos *datasheets* dos fabricantes. Elas determinam os pontos máximos e críticos de tensão (V_{OC}), corrente (I_{SC}) e potência (P_{MP}), como demonstrado na Figura 9 assim como na Equação (1).

Figura 9 - Gráfico das curvas I x V e P x V.



Fonte: Extraído de CEPTEL - GTES, 2012.

$$P_{MP} = I_{MP} \cdot V_{MP} \quad (1)$$

Onde:

I_{MP} – corrente de máxima potência;

V_{MP} – tensão de máxima potência;

P_{MP} – ponto de máxima potência.

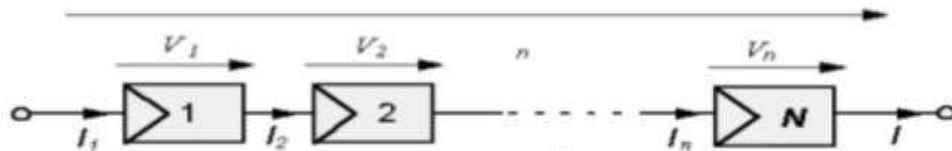
As curvas, bem como o *datasheets*, do módulo Canadian 260Wp utilizadas para a execução deste projeto estão presentes no Anexo A deste documento.

O módulo FV consiste no agrupamento elétrico de células FV. Tais agrupamentos podem ser em: série, paralelo ou misto. Dependente das necessidades de projeto e demanda da carga a ser atendida (BRAGA, 2008).

Para os arranjos em série denomina-se seu conjunto de fileiras ou *strings*, podendo estas serem agrupadas em paralelo entre si, dando origem a conexões mistas. No projeto realizado foi utilizado em uma *string* o arranjo série e em outra *string* a configuração mista, fazendo-se assim necessário a compreensão de cada um dos tipos de arranjo.

Na ligação em série o terminal positivo de um módulo é conectado ao terminal negativo de outro, assim sucessivamente, Figura 10. Podendo-se concluir que a tensão e potência dos módulos é somada, enquanto os valores de corrente permanecem os mesmos. Como são apresentadas nas Equações (2), (3) e (4) (STEIGLEDER, 2006).

Figura 10 - Associação de módulos em série.



Fonte: Extraído de CEPTEL - CRESESB, 2008.

$$V_{total} = V_1 + V_2 + \dots + V_n \quad (2)$$

$$I_{total} = I_1 = I_2 = \dots = I_n \quad (3)$$

$$P_{total} = P_1 + P_2 + \dots + P_n \quad (4)$$

Onde:

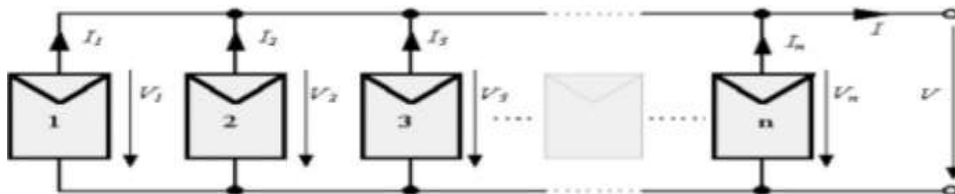
V_{total} – tensão total no circuito série (representado pelo soma dos n elementos V_n);

I_{total} – corrente total no circuito série (representado pela igualdade dos n elementos I_n);

P_{total} – potência total no circuito série (representado pelo soma dos n elementos P_n).

Na associação em paralelo os terminais positivos dos módulos FV são conectados entre si, e os negativos também são conectados entre si, conforme Figura 11.

Figura 11 - Associação de módulos em paralelo.



Fonte: Extraído de CEPTEL - CRESESB, 2008.

Desta maneira o valor de tensão do sistema é a mesma, enquanto a corrente e potência de cada módulo é somada. De acordo com as Equações (5), (6) e (7) (STEIGLEDER,2006).

$$V_{total} = V_1 = V_2 = \dots = V_n \quad (5)$$

$$I_{total} = I_1 + I_2 + \dots + I_n \quad (6)$$

$$P_{total} = P_1 + P_2 + \dots + P_n \quad (7)$$

Onde:

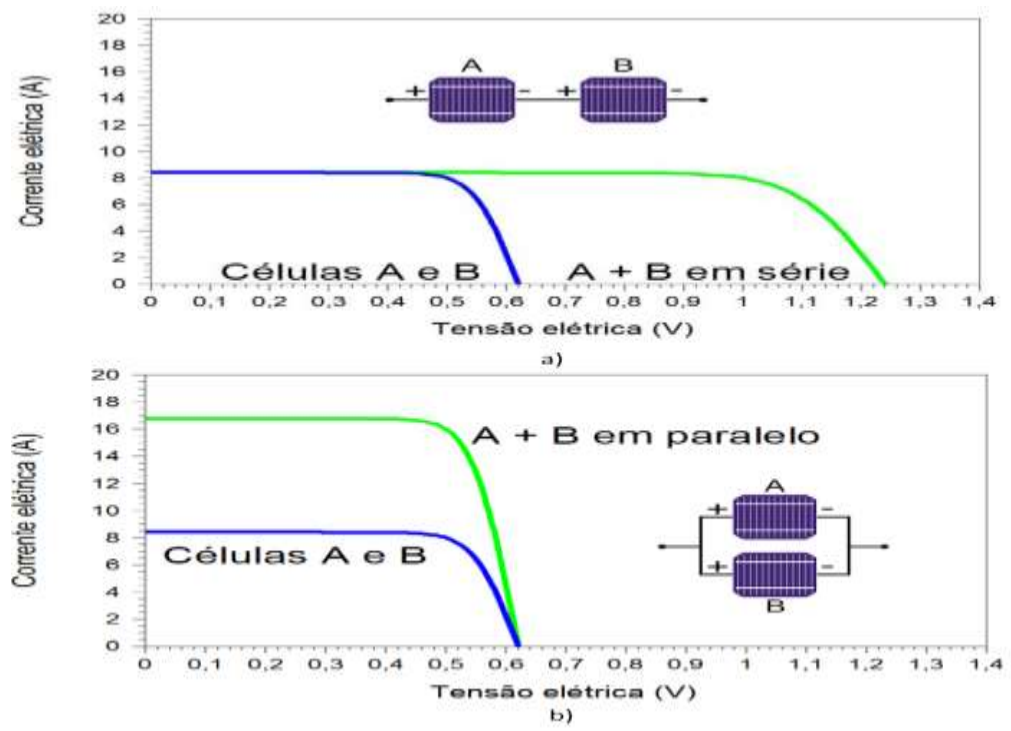
V_{total} – tensão total no circuito série (representado pela igualdade dos n elementos V_n);

I_{total} – corrente total no circuito série (representado pela soma dos n elementos I_n);

P_{total} – potência total no circuito série (representado pela soma dos n elementos P_n).

O efeito da associação em série pode ser visto na curva I - V na Figura 12a, onde em caso de associação de módulos com corrente diferentes, o limite é o valor da menor corrente. Entretanto a associação em paralelo, onde em caso de associação de módulos com tensões diferentes, o limite é o valor da menor tensão, como demonstrado no Figura 12b.

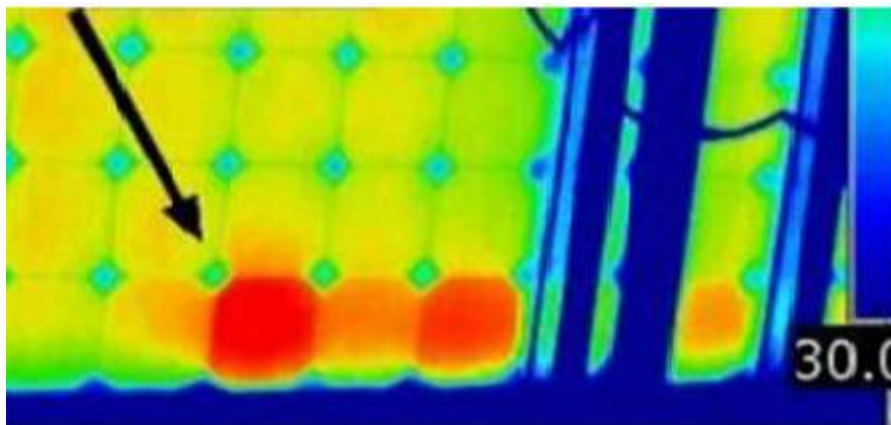
Figura 12 - Curva I-V, a) associação série e b) associação paralelo.



Fonte: Extraído de PINHO, 2014.

Após a distribuição e localização destes módulos é necessário ficar atento a fatores que possam prejudicar seu funcionamento, como sujeiras e o efeito de sombreamento. Quando devido a estes problemas alguma parte do módulo passa a receber um nível de radiação diferente de outra parte, provocando sobreaquecimento de alguma célula do painel e assim uma limitação no valor de saída de tensão e corrente, podendo inclusive comprometer o funcionamento de todo o painel ou de todo sistema. Na Figura 13 é apresentada uma fotografia térmica, o sobreaquecimento em algumas células do módulo.

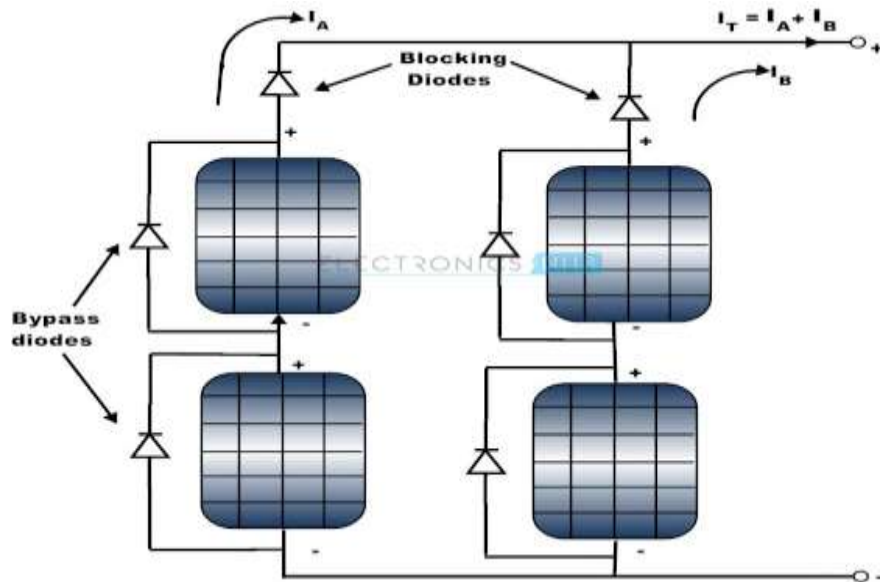
Figura 13 - Fotografia com câmera termográfica (em vermelho o sobreaquecimento).



Fonte: Extraído de RELANCIO e RECUERO, 2013.

Para solucionar este problema pode ser retirado o local ou objeto que provoca o sombreamento, realocar o SFI para um local em que não ocorra sombreamento ou ainda optar pela solução mais apropriada que seria a disposição de um diodo de desvio (*by-pass*) ou um diodo de bloqueio. Este *by-pass* tem por função evitar que devido ao mau funcionamento do módulo alguma corrente indesejada ou reduzida percorra um caminho alternativo, preservando assim o painel e seu valor de saída de corrente. O diodo de bloqueio por sua vez atua para que nenhuma corrente inversa retorne para a placa (incluindo descargas noturnas da bateria) ao invés de ir para as baterias caso o controlador de carga ou outro componente do SFI venha a não funcionar corretamente. Estes módulos que utilizam diodos de desvio e de bloqueio são comumente utilizados com a associação mista como na Figura 14 e seu equacionamento segue as equações dos modelos da associação em série e/ou da associação em paralelo.

Figura 14 - Associação mista com utilização de diodo *by-pass* e diodo de bloqueio.



Fonte: Extraído de ELETRONICS HUB, 2015.

2.1.3 Controlador de Carga

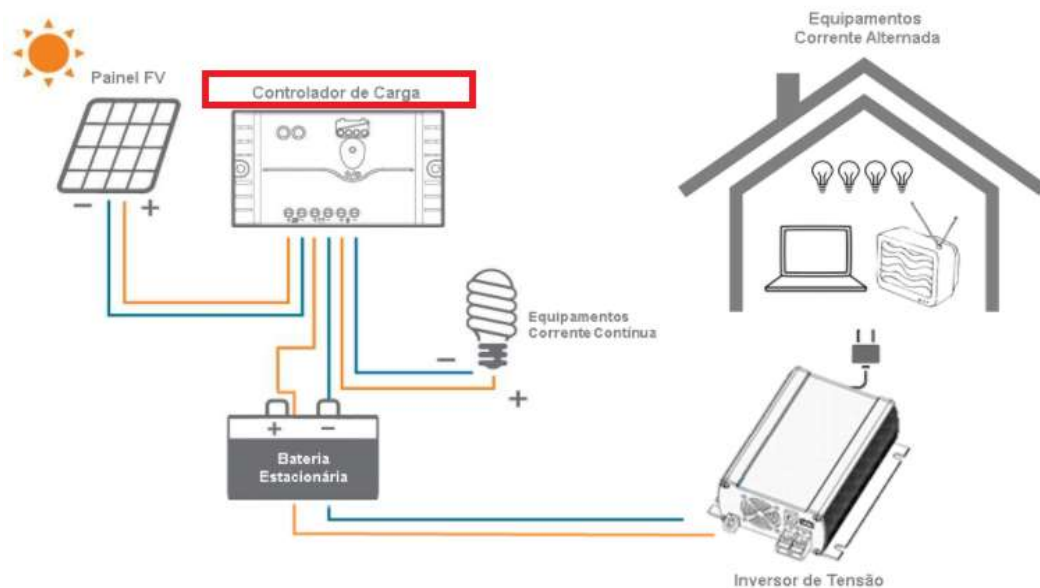
O bloco condicionador de potência, possui usualmente um quadro onde estão localizados os dispositivos de controle como: controladores de carga, inversores e outros dispositivos de proteção e controle (como fusíveis, disjuntores) e conexões entre circuitos (painel-baterias, baterias-controlador, painel-controlador e controlador-inversor) entre outras dependendo da aplicação, do projeto e das peculiaridades da instalação.

Segundo Alves da Cunha (2006) e Guzzo (2008) os controladores de carga são essenciais em SFI, pois contribuem na regulação da tensão entregue do painel para as baterias (desconectando o painel quando as baterias estiverem totalmente carregadas) e controlam o fluxo de descarga e recargas das baterias, aumentando assim sua vida útil. Ainda pode realizar desconexão de cargas em baixo nível das baterias e proteção contra um aumento do consumo pela carga ou intervenção do usuário. Podendo encontrar-se com outros nomes na literatura como “regulador de carga” ou “regulador de tensão”. Ainda é possível serem encontrados com diferentes níveis de sofisticação, devido a constante evolução nos dispositivos de controle.

A Figura 15 demonstra um SFI e seus componentes, onde destaca-se o controlador de carga no sistema (em vermelho), instalado entre o módulo, a bateria e a carga. Para assim

controlar a tensão e corrente dos componentes e para beneficiar o funcionamento do sistema e assegurar aumento da sua vida útil.

Figura 15 - Esquema básico de um controlador de carga em SFI.

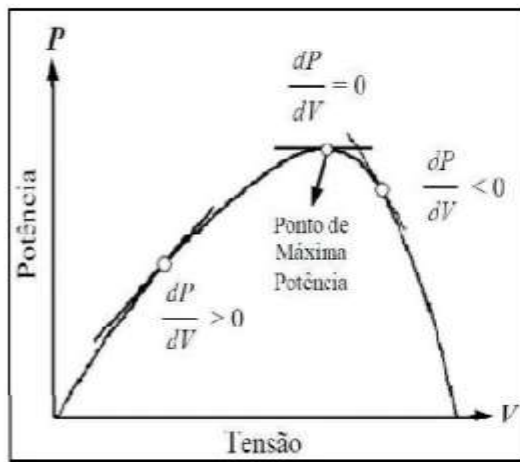


Fonte: Extraído de PINHO, 2014.

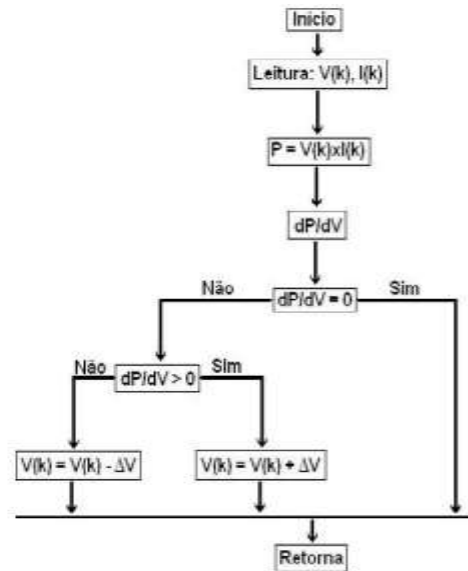
O controlador de carga está em comunicação direta com o módulo, com as baterias e com a carga, para averiguação de seus corretos níveis de tensão e corrente. Deve-se atentar a qualidade e confiabilidade do controle em sistemas *off grid*, onde a tecnologia atualmente mais empregada (GTES, 2014) é a do controlador de carga tipo MPPT (*Maximum Power Point Tracking*). Segundo GTES (2014) o seu objetivo é rastrear o ponto de máxima potência fazendo uma compensação interna que eleva o rendimento de todo o sistema. Possuindo uma eficiência de 98%.

A temperatura e irradiação solar influenciam diretamente no nível de tensão e corrente de saída do SFV. Sendo uma temperatura próxima de 0°C e uma irradiação solar constante de $1\text{kW}/\text{m}^2$ o cenário ideal e perfeito para máxima potência, no entanto é sabido que quanto maior a irradiação maior também a temperatura, o que faz o uso de alguma técnica de rastreamento necessária. Sendo assim a tecnologia MPPT utiliza alguns métodos de rastreamento deste ponto ótimo de potência, dentre eles o método da variação da condutância. Apresentando na Figura 16a o gráfico da curva P por V da geração FV, e na Figura 16b o fluxograma detalhando como o inversor verifica o nível de tensão e aumenta ou diminui seu valor de saída conforme necessidade.

Figura 16 – a) Gráfico PxV com ponto de máxima potência; b) Fluxograma da tecnologia MPPT



a)



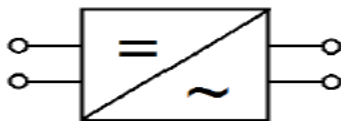
b)

Fonte: Extraído de ALBUQUERQUE et al., 2012.

2.1.4 Inversor

O inversor é um dispositivo eletrônico que desempenha a função de converter a energia elétrica a partir da fonte em corrente contínua (CC) para fornecer corrente alternada (CA) para a carga a ser atendida. A energia CC é proveniente das baterias e módulos FV, e a tensão de saída CC deve ter amplitude, frequência e conteúdo harmônico adequados a carga a serem atendidos (CEPEL - GTES, 2012). De acordo com Vera (2004) o dimensionamento e escolha do inversor é importante, pois se relaciona diretamente com a confiabilidade do sistema, seu desempenho e o custo do sistema em si. Este equipamento possui o símbolo elétrico apresentado na Figura 17.

Figura 17 - Símbolo elétrico do inversor.



Fonte: Extraído de PRODIST 3, 2017.

Existe uma grande diversidade de inversores em virtude das peculiaridades de suas aplicações. Portanto é necessário ser atencioso no momento da escolha deste componente, observando a demanda da carga e o *datasheet* do inversor. Deve-se observar fatores técnicos como faixa de tensão de entrada (que não deve exceder a tensão de circuito aberto do gerador fotovoltaico), a tensão de máxima potência (que não deve ser menor que a tensão de entrada do inversor), entre outras (ZILLES et al., 2012). Segundo CEPEL – GTES (2012) o parâmetro mais importante para um inversor em um SFI é a potência que ele próprio consome em condição de espera (*stand by*), valor que pode influenciar diretamente no projeto e produzir gastos desnecessários de investimento e diminuir a capacidade do sistema, sendo difícil determinar posteriormente onde está este consumo de corrente, que segundo o INMETRO deve ser de 3% da corrente consumida em carga nominal. Além da função de proteção anti-ilhamento, presente nos inversores atualmente, que desconecta o inversor do circuito quando este possui um sobreaquecimento, quando há uma sub ou sobretensão ou ainda uma falta prolongada.

No SFI o inversor possui a entrada proveniente de um banco de baterias, que normalmente possui seu nível de tensão e corrente dentro de uma pequena escala de variação, e sua saída alimenta diretamente a carga CA existente nesse sistema isolado.

Portanto os inversores devem ser determinados com cuidado, utilizando a proteção adequada pela norma da concessionária de energia ou pelas resoluções da RAC (Requisitos de Avaliação de Conformidade) do INMETRO (2011) para inversores, e caso não seja encontrada uma regulamentação que atenda ao projeto o próprio projetista deve estabelecer os critérios de proteção.

2.1.5 Baterias

É inerente ao SFI a utilização de acumuladores de carga. Neste caso baterias que atendam à demanda de energia quando a geração é nula ou insuficiente (à noite ou em dias com pequena irradiação solar). Assim parte da energia solar convertida em elétrica deve ser armazenada nas baterias para atender a demanda nestes momentos em que não há geração de energia.

Alguns fatores devem ser observados para escolha das baterias como, capacidade da bateria (Ampère-horas), ciclos (quantas vezes ela consegue carregar e descarregar totalmente),

profundidade de descarga (percentual de quanto da capacidade foi retirada a partir da plena carga, quanto maior a profundidade de descarga, menor a quantidade de ciclos que a bateria vai apresentar em sua vida útil) (NAGASHIMA et al., 2006).

Segundo CEPEL – GTES (2004) e Luque (2011) as baterias de Chumbo-ácido (Pb-ácido) são as mais comumente utilizadas em SFV. Existem outras baterias com outros tipos de construção, entretanto um dos principais fatores para a larga utilização da Pb-ácido é seu baixo custo em relação às outras (como Níquel-cádmio ou Íon de Lítio). A Figura 18 retrata as baterias mais comuns presentes no mercado, suas características e suas aplicações comuns, em destaque (em vermelho) a bateria de Pb-ácido utilizada neste projeto. Assim normalmente estas baterias são ligadas de maneira a oferecer a tensão requerida (12V ou 24V) (GREENPRO, 2004).

Figura 18 - Dados técnicos de baterias presentes no mercado.

Tecnologia	Eletrólito	Densidade Energética [Wh/kg]	Densidade Energética [Wh/L]	Eficiência η_{wh} [%]	Vida útil [anos]	Vida cíclica [ciclos]	Temperatura de operação		Aplicações típicas (exemplos)
							Carga padrão [°C]	Descarga [°C]	
Chumbo ácido (Pb-ácido)	H ₂ SO ₄	20-40	50-120	80-90	3-20	250-500	-10 a +40	-15 a +50	Uso estacionário, tração, automotiva
Níquel-Cádmio (NiCd)	KOH	30-50	100-150	60-70	3-25	300-700	-20 a +50	-45 a +50	Mesmo tipo de aplicações das baterias chumbo-ácido, ferramentas, veículos elétricos
Níquel-hidreto metálico (NiMH)	KOH	40-90	150-320	80-90	2-5	300-600	0 a +45	-20 a +60	Notebooks, celulares, câmeras fotográficas, veículos elétricos e híbridos, brinquedos
Íon de Lítio (Li-íon, Li-polímero)	Polímeros orgânicos	90-150	230-330	90-95	-	500-1000	0 a +40	-20 a +60	Notebooks, celulares, filmadoras, smart cards, veículos elétricos e híbridos
Bateria alcalina recarregável de Manganês (RAM) ²	KOH	70-100	200-300	75-90	-	20-50	-10 a +60	-20 a +50	Produtos de consumo, brinquedos
Cloreto de Níquel e Sódio (NaNiCl)	β'' -Al ₂ O ₃	~100	~150	80-90	-	~1000	+270 a +300	+270 a +300	Veículos elétricos e híbridos (possíveis aplicações estacionárias)

Fonte: Extraído de LUQUE; HEGEDUS, 2011.

Para determinar o banco de baterias que será utilizado, segundo Solenerg (2016) três fatores devem ser levados em consideração para dimensionamento em sistemas *off grid*, como:

- A autonomia desejada: que varia de dois dias para locais estáveis até cinco dias para locais com baixa incidência de irradiação solar;
- O tipo da bateria: no trabalho foram utilizadas baterias estacionárias de chumbo ácido selada, pois é uma das poucas no mercado com a finalidade de ser utilizada em SFV;
- Profundidade de descarga: como a bateria se carrega em períodos de radiação solar e descarrega em períodos noturnos ou de falta de irradiação solar, seu ciclo de descarga vai

aumentando, assim diminuindo sua vida útil. Para ciclos com ausência de irradiação esporádica pode ser utilizado um ciclo profundo de descarga da ordem de 60%.

Ainda segundo determinação 401/08 CONAMA – Conselho Nacional do Meio Ambiente, que é o órgão competente do Ministério de Meio Ambiente, fica determinado que o fabricante passa a ser obrigado a receber as baterias de chumbo-ácido, cádmio, mercúrio e seus componentes, após seu esgotamento energético. Tendo a necessidade de controlar o processo de descarte no que tange à coleta, reutilização, reciclagem, tratamento ou disposição final (CONAMA, 2008).

2.1.6 Dispositivos de Proteção

Todo SFV deve atender as preocupações com relação ao sistema de proteção. Os elementos para proteção humana como fusíveis e chaves são indispensáveis em SFV. Pois em SFI que usualmente se localizam em regiões remotas a ocorrência de falhas ou defeitos pode demorar a ser detectada prejudicando o funcionamento do sistema. O correto dimensionamento e a adequada utilização dos dispositivos de proteção contribuem para a minimização ou até mesmo eliminação de falhas.

A ANEEL (2012) prevê a regulamentação para sistemas FV conectados à rede (SFCR) que pode ser adaptado para SFI, que como padrão técnico determina uma chave seccionadora sob a carga. Os outros dispositivos de proteção somente são necessários para SFCR e não se aplicam ao SFI. Sendo assim de responsabilidade do projetista a utilização e dimensionamento de outros dispositivos necessários.

2.2 Parâmetros da Análise Econômica

Para que a análise financeira sobre a viabilidade deste projeto possa ser realizada de maneira assertiva. Foi utilizada a metodologia multi-índice de análise de capital de investimento. De acordo com os pioneiros nesta área Souza e Clemente (2009) um

investimento, para a empresa, é um desembolso visando à geração de lucros futuros. A decisão de investir um capital faz parte de um processo que envolve a avaliação e geração de alternativas que satisfaça os requisitos técnicos do investimento. Após a concepção das alternativas viáveis é que se analisam quais delas apresentam atratividade financeira. Assim torna-se possível analisar de maneira simultânea, os riscos do investimento do projeto e seu tempo de retorno.

Para Penrose (2006) o futuro nunca pode ser conhecido com precisão, o que significa que o planejamento de projetos é feito com base em expectativas acerca do futuro, com maior ou menor grau de precisão. Este conceito pode ser aplicado a todo e qualquer investimento.

Assim este trabalho emprega a metodologia multi-índice que utiliza três indicadores sendo eles: o Valor Presente Líquido (VPL), o indicador que relaciona a Taxa Mínima de Atratividade (TMA) com a Taxa Interna de Retorno (TIR), ou seja, TMA/TIR; e o Tempo de Retorno do Investimento (*payback*).

O primeiro indicador VPL consiste em tentar aproximar para os dias atuais a viabilidade ou não do investimento. Onde a partir dos fluxos de caixa projetados o valor financeiro futuro é apresentado atualmente descontado de uma determinada taxa de juros. Neste trabalho é utilizada a taxa SELIC descontada da inflação, que em agosto de 2017 é 8,25 % (BANCO CENTRAL, 2017). Resumidamente, VPL nada mais é que a diferença entre benefícios e custos gerados por algum projeto (BREALEY; MYERS; ALLEN, 2011). Caso O VPL seja negativo, quer dizer que o valor do investimento somado as despesas são maiores que as receitas geradas pelo projeto, desta maneira não seria considerado economicamente viável. O índice VPL, cujo valor maior ou igual a 0 é considerado viável, é calculado de acordo com a Equação (8) (NAKABAYASHI,2015).

$$VPL = \sum_{t=0}^n \frac{FCt}{(1+i)^n} - I_0 \quad (8)$$

Onde:

n – Número de anos;

FCt – Fluxo de Caixa no projeto no período t ;

I_0 – Investimento inicial;

i – Taxa de juros de desconto.

O risco financeiro é obtido através do cálculo do segundo indicador, o TMA/TIR, que possui valor no intervalo entre zero e um caso o projeto seja economicamente viável, maior que

um caso o projeto não seja viável e igual a 0 se o projeto obtiver um valor exatamente igual entre investimento e retorno financeiro.

Embora, de acordo com, Harzer (2014), Brito (2007) e Souza e Clemente (2009), o termo “incerteza” seja utilizado para descrever aquelas situações em que não é possível saber os estados futuros ou quando não é possível estimar as probabilidades de que eles venham acontecer. É necessário comparar o valor futuro de um investimento com algo tangível, palpável. Assim é possível comparar a TIR obtida com uma TMA fixa, pois ainda de acordo com Nakabayashi (2015) esta taxa fixa, representa uma aplicação de baixo grau de risco, ou seja, um investimento com atratividade financeira percentual pré-estabelecida, como a remuneração de títulos públicos federais e pela taxa de juros SELIC (Sistema Especial de Liquidação e de Custódia), a qual é fixada pelo COPOM (Comitê de Política Monetária), ou pode ser determinada pela própria empresa. Neste trabalho é utilizada a taxa SELIC descontada da inflação, que em agosto de 2017 é 8,25 % (BANCO CENTRAL, 2017). Assim esse indicador é uma razão entre o valor do TMA dividido pela TIR.

O índice TMA/TIR, cujo valor entre 0 e 1 caso o projeto seja viável, maior que 1 caso não seja viável e igual a 0 caso o retorno financeiro seja exatamente igual ao investimento. No qual, para um determinado fluxo de caixa a TIR considera um VPL nulo de acordo com a Equação (9) (NAKABAYASHI,2015).

$$VPL = \sum_{t=0}^n \frac{FCt}{(1+i)^n} - I_0 = 0 \quad (9)$$

Onde:

n – Número de anos;

FCt – Fluxo de Caixa no projeto no período t ;

I_0 – Investimento inicial;

i – Taxa de juros de desconto.

O terceiro indicador é o *payback*, que leva em consideração o momento no qual, dentro do cálculo do fluxo de caixa, ocorre a mudança do sinal de negativo para positivo. Isto representa que, a partir daquele momento o investimento realizado foi quitado e a partir deste ponto a receita que está presente no caixa é referente à lucratividade do investimento em questão. Podendo ser definido com o tempo para que o valor injetado no projeto seja recuperado

pelo investidor. Ele é resultado do momento em que o lucro líquido superou o investimento, e pode ser determinado pela Equação (10) (MIRANDA, 2014).

$$payback = n, \therefore \sum_{t=0}^n FCt = I_0 \quad (10)$$

Onde:

n – Número de anos;

FCt – Fluxo de Caixa no projeto no período t ;

I_0 – Investimento inicial;

No capítulo seguinte é descrita a metodologia utilizada para dimensionamento da carga, do SFI, as normas e aspectos que foram seguidos para sua elaboração, além de detalhes da estrutura física.

3 METODOLOGIA

Neste capítulo são demonstrados os fundamentos necessários para realização do projeto, da instalação e da viabilidade econômica. Primeiramente o potencial energético do local, as características da carga a ser atendida e as normas aplicáveis, fatores estes que preparam o ponto de partida para realizar o projeto. Assim sequencialmente será apresentado os passos necessários para um projeto de um SFI, seu projeto estrutural e finalmente como deverá ser realizada a análise econômica.

3.1 Avaliação do Potencial Energético do Local

De acordo com GTES (2014) existem alguns *softwares* gratuitos para medição da incidência solar em regiões do Brasil e do mundo. Estes *softwares* ainda auxiliam no dimensionamento do SFV. O CEPEL através do Grupo de Trabalho de Energia Solar (GTES), desenvolveu o programa *SunData* que utiliza o banco de dados Censolar (1993) e o SWERA, oriundo das Nações Unidas em 2012, com valores de irradiação solar para aproximadamente 350 pontos no Brasil. É possível acessá-lo utilizando as coordenadas geográficas (GUIMARÃES et al., 2016). O Labsol da UFRGS desenvolveu o RADIASOL 2, que ainda permite alterar os ângulos de incidência e a radiação direta, global e difusa (KREZINGER e BUGS, 2010). Ambos utilizam como banco de dados o SWERA para utilização em seus algoritmos, que foi utilizado para coletar os dados referentes à radiação e a quantidade de energia que poderia ser produzida por um SFV instalado na rodovia BR-354, Km491, próximo do município de Formiga-MG.

A Tabela 1 apresenta os dados do *software* SWERA. Para a correta interpretação dos dados é necessário levar em consideração a inclinação dos painéis FV, que deve ser de 21° em relação a superfície do plano terrestre nesta instalação (CEPEL - GTES, 2014).

Tabela 1 - Irradiação solar média inclinada (kWh/m².dia) no local estudado.

Meses	Irradiação Solar Média Inclinada (kWh/m ² .dia)
Janeiro	6,418
Fevereiro	5,684
Março	5,744
Abril	6,128
Mai	5,811
Junho	5,178
Julho	5,061
Agosto	5,999
Setembro	5,765
Outubro	6,951
Novembro	6,951
Dezembro	5,474
Média	5,774

Fonte: Extraído do *software* SWERA, 2017.

A Tabela 1, demonstra que a média de irradiação solar média inclinada para o local em questão é de 5,77 kWh/m².dia. A incidência de radiação deve ser igual a 1 kW/m² para que seja plausível a utilização do sistema FV (CEPEL - GTES, 2014). Sendo assim possível determinar a incidência de horas de sol pleno (*HSP*), conforme Equação (11) (CEPEL - GTES, 2014).

$$HSP = \frac{5,77 \left(\frac{kWh}{m^2 \cdot dia} \right)}{1,0 \left(\frac{kWh}{m^2} \right)} = 5,77 \left(\frac{h}{dia} \right) \quad (11)$$

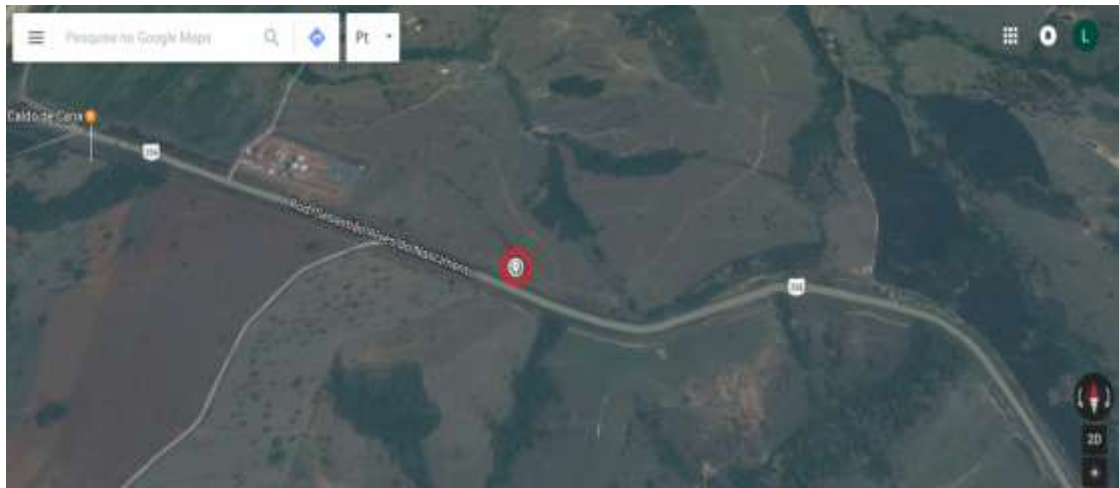
3.2 Especificações da Carga

O projeto foi determinado para atender ao radar com uma tensão de operação de 127 V, consumindo assim uma potência total na ordem de **167 W/h**, informações estas cedidas de acordo com o histórico de consumo de outros radares da empresa contratante SITRAN. Este valor é a base do cálculo para este sistema FV *off grid*, pois a partir dele podem ser determinados os outros componentes da instalação. A carga a ser atendida possui diversos equipamentos eletrônicos como: *leds* para visualização da velocidade dos veículos na rodovia; câmera

infravermelho; *buzzer* de sinalização; e modem *wi-fi* para transmissão de dados. Destaca-se que todos estes componentes devem funcionar 24 horas por dia.

A Figura 19, apresenta a localidade da instalação. É importante ressaltar que um dos motivos destacados, pela empresa que solicitou a instalação do sistema FV, foi a posição no qual o radar deveria ser instalado. Trata-se de região distante da rede elétrica e a proximidade com a rodovia, fazendas e um córrego, motivos que tornariam mais oneroso o fornecimento de energia elétrica pela concessionária. Isso sem contar questões associadas com a faixa de servidão a ser respeitada em caso de extensão da rede elétrica.

Figura 19 - Imagem do local da instalação.



Fonte: Extraído do Google Earth, 2016.

Segundo CEPEL - CRESESB (2008) e GTES (2014), a correção do ângulo de latitude para a região será de aproximadamente 21° Norte-Sul. Assim como o efeito de sombreamento (abordado anteriormente na Figura 13), que prejudicaria o funcionamento das células fotovoltaicas, não se faz presente devido ausência de árvores ou outros componentes que pudessem reduzir a incidência direta da irradiação solar sobre o sistema FV. Fatores este que possibilitam a instalação do SFI no local.

3.3 Normas e Regulamentações

Existe uma grande diferença nas normas para SFCR e SFI, pois o primeiro é conectado à rede e, portanto, deve adequar-se aos parâmetros técnicos e de segurança humana e da rede, já o isolado deve seguir normas de segurança e do projeto.

Para correto dimensionamento de sistemas FV *on grid* algumas regulamentações devem ser seguidas. Segundo a ABNT, são importantes as normas:

- NBR 16149 e NBR 16150: que tratam das características da interface de conexão com a rede elétrica de distribuição e os procedimentos de ensaio de conformidade (dos inversores);
- NBR IEC 62116: que trata os procedimentos de ensaios de anti-ilhamento para inversores de sistemas FV conectados à rede elétrica;
- NBR 16274: que trata do comissionamento de sistemas FV (documentação, inspeção e avaliação de desempenho).

Ainda para sistemas FV *on grid* existe a Resolução Normativa N°482/2012 atualizada em 2015, que dispõe sobre os conceitos de micro e minigeração distribuída, os valores de potência referentes, aos tipos de fontes dentre elas a fotovoltaica e o procedimento de compensação do faturamento nas contas de energia (ANEEL, 2017).

A seção 3.7 do Módulo 3 do PRODIST diz que cabe a concessionária local determinar estudos para integração de sistemas FV ou de outros tipos de GD à rede elétrica. Assim a CEMIG determina que devem ser seguidas e respeitadas a norma ND 5.1 (Fornecimento de Energia Elétrica em Tensão Secundária da Rede de Distribuição Aérea – Edificações Individuais), assim como a norma ND 5.30 (Requisitos para a conexão de Acessantes ao Sistema de Distribuição Cemig – Conexão em Baixa Tensão) (CEMIG, 2017).

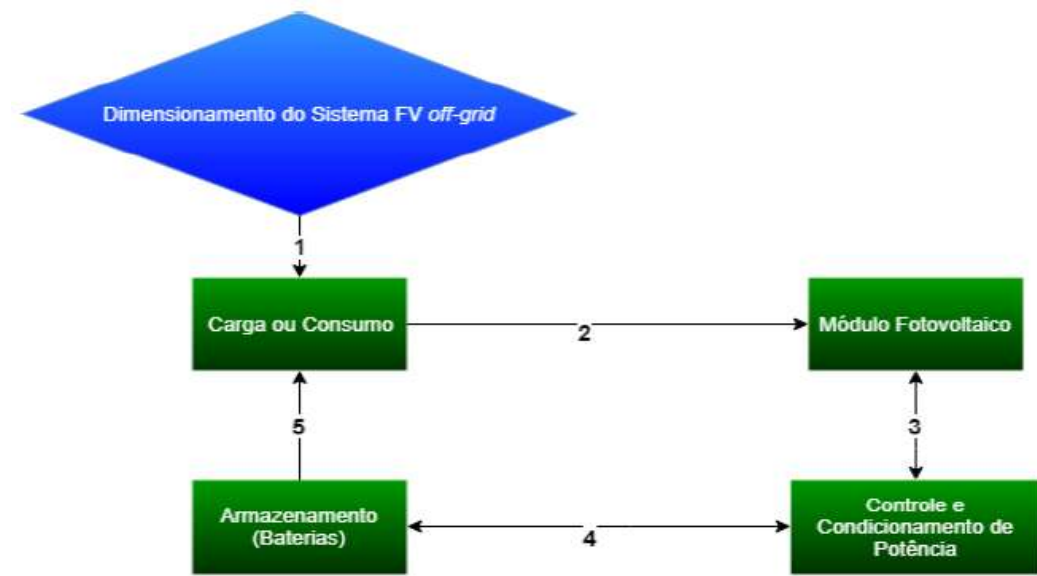
Já em sistemas FV *off grid*, as especificações dependem da carga, da disponibilidade e da aplicação do sistema requisitado pelo consumidor. Portanto deve-se atender as seguintes normas:

- Para a segurança dos trabalhadores é necessário ressaltar a preocupação com segurança como a NR-10 que trata de segurança em trabalhos com eletricidade e a NR-35 que regulamenta trabalhos em altura (MTE, 2014);
- A NBR 5410 trata especificamente de instalações elétricas em baixa tensão, a fim de garantir a segurança de pessoas e animais, o funcionamento adequado da instalação e a conservação dos bens (ABNT NBR 5410, 2008).

3.4 Projeto Geral para Sistema *off grid*

Durante a execução do projeto e instalação, o autor participou como convidado da empresa KZ Engenharia de todo o processo. A partir dos dados fornecidos pela empresa contratante, como por exemplo, a potência consumida pelo radar de 167 W/h, foi possível realizar os projetos elétrico e estrutural requisitados. Após o desenvolvimento do projeto estrutural foi dimensionado e instalado o sistema FV, que é constituído pelos seguintes blocos: carga (definição da carga atendida), módulos fotovoltaicos; controle e condicionamento de potência (controladores de carga e o inversor); armazenamento de energia (baterias) além dos dispositivos de proteção (disjuntores de proteção e os cabos) presente entre os blocos. A numeração crescente de 1 a 5 identifica os passos sequenciais para o desenvolvimento de um SFI, contextualizados na Figura 20.

Figura 20 - Diagrama de blocos de um SFV *off grid*.



Fonte: Próprio Autor, 2017.

3.5 Projeto da Estrutura Física

O presente trabalho possui seu foco no desenvolvimento do projeto elétrico e da viabilidade da instalação deste sistema FV *off grid*, porém devido ao acompanhamento durante

as etapas do projeto, a estrutura física deve ser ressaltada, pois foi uma determinação da empresa contratante que o projeto atendesse a todas as exigências.

Portanto, ficou definido que, por se tratar de uma área de difícil acesso, ao lado de uma rodovia federal, o SFV deveria permanecer em uma altura mínima de 6 metros acima do chão. Para segurança das pessoas que por ventura possam tentar apoderar-se de algum dos componentes da instalação atentando assim contra a própria vida.

Todavia a KZ Engenharia projetou também os componentes metálicos de sustentação de todo SFV. A Figura 21 foi realizada utilizando o *software Sketchup*, demonstra a estrutura física. Assim como detalhes técnicos dos postes utilizados (como engastes e cotas) que estão presentes no Anexo B deste trabalho.

Figura 21 - Vista superior do SFI, utilizando *software SKETCHUP*.



Fonte: Próprio Autor, 2017.

3.6 Análise Econômica

Após um orçamento realizado com a empresa ENGELMIG, para verificar o preço de mercado de uma extensão da rede de distribuição até o ponto de consumo, foi possível realizar um comparativo entre o custo da extensão da rede e a instalação do sistema FV *off grid*.

Para realizar esta analogia foram utilizados os três índices, descritos no capítulo 2, da análise multi-índice: VPL, TMA/TIR; e *payback*, para determinar quais os valores percentuais e/ou monetários que cada caso iria apresentar para o projeto. Sendo o Caso 1, uma extensão da rede elétrica, e o Caso 2, onde é optado pela instalação do SFI.

Nó próximo capítulo, serão discutidos os resultados obtidos após o processo de instalação e execução do projeto, bem como a comparação da atratividade e viabilidade entre o Caso 1 ou o Caso 2 que foi escolhido pela empresa, de instalar um sistema de microgeração do tipo SFV *off grid*.

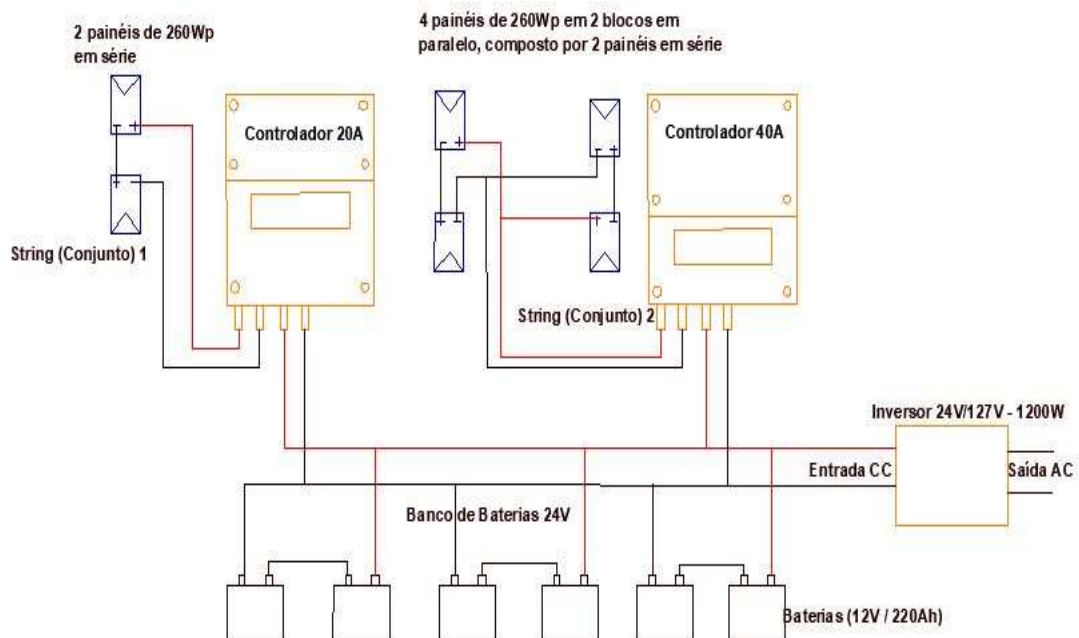
4 RESULTADOS

Primeiramente é apresentada uma visão geral dos componentes do projeto, a partir de seu diagrama unifilar, assim será possível determinar cada um dos blocos presentes neste projeto. Demonstrando, portanto, os resultados obtidos após as definições dos componentes, a partir de seus valores calculados, bem como o dimensionamento do projeto, a instalação da obra e o estudo de sua viabilidade econômica.

4.1 Projeto Elétrico

A Figura 22 apresenta o diagrama unifilar do projeto elétrico desenvolvido por mim como convidado e pelo engenheiro eletricitista Letivan Cambraia Freire Júnior CREA nº 04.0.0000204126, responsável técnico da empresa KZ Engenharia. Neste diagrama observa-se a distribuição dos módulos FV, bem como controlador de carga, banco de baterias e inversor de frequência. Na Figura 22 está retratado todo o sistema, que será detalhado em blocos de ligação nos próximos tópicos.

Figura 22 - Diagrama unifilar da instalação.



Fonte: Próprio Autor, 2017.

Para elaboração do projeto elétrico foram encontradas dificuldades de literatura para um melhor embasamento teórico na execução do projeto no segundo semestre de 2016. Entretanto nos anos de 2017 e 2018 vem aumentando o número de publicações no meio acadêmico, devido ao desenvolvimento econômico do setor FV e de GD.

4.1.1 Módulo Fotovoltaico

Para determinar a quantidade de módulos FV neste estudo de caso é necessário levar em consideração as informações cedidas pela empresa, como por exemplo, a carga que demanda uma potência total de 167 W/h. Tendo ainda conhecimento que o funcionamento deve ser ininterrupto é possível determinar o consumo diário (CD) com a Equação (12) (CEPEL - GTES, 2014).

$$CD = 167,0 \left(\frac{W}{h} \right) \cdot 24,0(h) = 4008,0 \left(\frac{W}{dia} \right) \quad (12)$$

A partir do banco de dados SWERA foi obtido o valor médio de irradiação com horas de sol pleno no dia (HSP), que foi de 5,774 h/dia, mas para considerações do dimensionamento aplica-se o valor crítico, ou seja, o período do ano com menor número de HSP , segundo a Tabela 1 este é de 5,061 h/dia. Assim é possível determinar a potência produzida (PP) devido as HSP , com a Equação (13) (CEPEL - GTES, 2014).

$$PP = \frac{4008,0 \left(\frac{W}{dia} \right)}{5,06 \left(\frac{h}{dia} \right)} = 801,6 \left(\frac{W}{h} \right) \quad (13)$$

Utilizando dados do fornecedor de equipamentos (MINHACASASOLAR, 2017) e de acordo com o CEPEL - GTES (2014) as células fotovoltaicas possuem um fator de perdas ôhmicas de 85% e um fator de eficiência de 90% para todo momento que estiverem em uso. Baseado nos dados é possível encontrar o valor real da potência disponível para consumo (PDC) na Equação (14) (CEPEL - GTES, 2014).

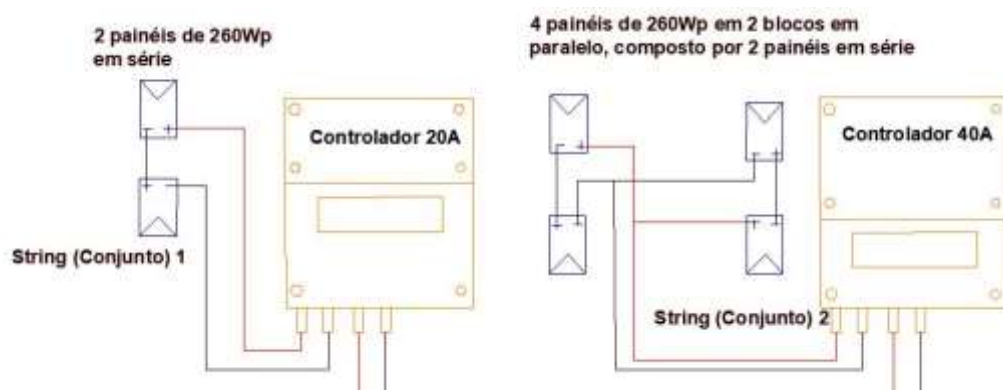
$$PDC = \frac{801,6 \left(\frac{W}{h} \right)}{0,85 \cdot 0,9(h)} = 1047,84(W) \quad (14)$$

Com o valor da potência disponível para consumo foi necessário encontrar um painel solar que atenda parcialmente o valor calculado. Desta forma é possível adquirir o número de placas ideais para formar o conjunto do painel FV. Portanto, a partir do contato com o fornecedor citado anteriormente, foi escolhido a placa fotovoltaica, Painel Solar Fotovoltaico Canadian 260W, que como o próprio nome sugere, cada placa possui uma potência máxima de geração de 260 W. O número de placas (NP) foi então definido na Equação (15) abaixo (CEPEL - GTES, 2014).

$$NP = \frac{1047,84(W)}{260(W)} = 4,03 \text{ placas} \quad (15)$$

Devido a um pedido da empresa contratante por maior robustez do SFI foram utilizadas um total de 6 placas nesta instalação. Divididas em dois conjuntos (*strings*), o conjunto número 1 com duas placas em série e o conjunto número 2 com quatro placas, esta divisão se deu devido as correntes e tensões de saída dos módulos. Determinando assim um controlador de carga para cada conjunto. A Figura 23a seguir mostra a configuração de ligação dos painéis FV, formado pelos dois conjuntos (*strings*) e seu respectivo controlador.

Figura 23 - Esquema de ligação dos painéis fotovoltaicos.



Fonte: Próprio Autor, 2017.

Com as informações técnicas das placas foi possível determinar outros componentes do circuito, a Tabela 2 mostra as informações sobre a placa solar utilizada, destacando-se em negrito as mais relevantes para o projeto elétrico.

Tabela 2 - Informações do painel solar.

<u>MODELO CANADIAN 260WP</u>	<u>VALORES</u>
Potência máxima (P_{max}):	260 Wp
Tensão em circuito aberto (V_{oc}):	37,65V
Tensão de Pico (V_{mpp}):	30,24V
Corrente de curto-circuito (I_{sc}):	9,11A
Corrente de Pico (I_{mpp}):	8,60A
Voltagem máxima do sistema:	1000V
Tipo de célula:	Silício Policristalino
Dimensões painel:	1640 x 990 x 35 (mm)
Moldura:	Alumínio
Peso:	19 kg

Fonte: Dados obtidos em ANEXO A, 2017.

4.1.2 Controle e Condicionamento da Potência

O bloco de controle de um SFI é composto por dispositivo de controle (Controlador de Carga) que acompanha os valores de tensão, corrente e potência de cada *string* (conjunto), e pelo condicionamento de potência (inversor CC-CA) garantindo a faixa de tensão CA adequada para alimentar a carga.

4.1.2.1 Controladores de Carga

De conhecimento da configuração do sistema, assim como da corrente de pico dos painéis Canadian 260Wp, foram definidos os controladores de carga. A corrente máxima do

conjunto 1 resulta numa corrente de pico de 9,11 A. Mas a associação em série resulta numa potência das duas placas em aproximadamente 341 W, assim foi determinado a necessidade de um controlador de 20 A para este primeiro conjunto, pois este suporta até 520 W para a configuração de 24 V das baterias.

Para o segundo conjunto é somado o valor dos dois grupos de duas placas que estão em paralelo entre si, sendo a soma de 9,11 A mais 9,11 A, e isto resultou numa corrente de pico de 18,22 A. Entretanto a potência das quatro placas do segundo conjunto resulta em aproximadamente 682 W necessitando de um controlador de 40 A, pois este suporta até 1040 W para a configuração de 24 V das baterias.

Cogitou-se a hipótese de ligar todo o sistema em único conjunto e utilizar um controlador de 60 A, mas isto foi logo descartado devido à economia financeira e ao fato de que dividindo o painel fotovoltaico em dois conjuntos, problemas como intempéries da natureza, mau funcionamento de alguma célula ou mesmo perdas ôhmicas entre as ligações seriam reduzidos drasticamente.

Na Figura 24 a seguir são apresentadas imagens dos controladores utilizados ambos sendo do tipo Controlador de Carga MPPT Epsolar, variando seu modelo devido às suas características. Sendo a Figura 24a: o modelo Tracer-4210A, 40 A, 12/24 V, e na Figura 24b: o modelo Tracer-2210A, 20 A, 12/24 V.

Figura 24 - Controlador de carga: a) modelo Tracer 4210 e b) modelo Tracer 2210.



Fonte: Extraído de SOLARBRASIL, 2017.

Em seguida na Figura 25 os dados específicos dos dois controladores, onde destacam-se os valores de corrente (superiores aos valores de curto-circuito dos módulos), tensão de saída das baterias (dentro da faixa de operação do banco de baterias que é de 24 V), além da máxima potência de entrada oriunda dos painéis FV (atendendo ao painel de 260 Wp).

Figura 25 - Especificações dos controladores de carga

Especificações Técnicas

Modelos	Tracer2210A	Tracer4210A
Voltagem nominal do sistema	12/24VDC automático	
Corrente nominal de carga	20A	40A
Corrente nominal de descarga	20A	40A
Tensão de entrada de bateria	8~32V	
Max. Tensão de circuito aberto de painel / módulo fotovoltaico	100V (à temperatura mínima ambiente operacional) 92V (a 25 °C ambiente de temperatura)	
Faixa de tensão MPPT	V _{BAT} +2V ~ 72V	
Max. Potência de entrada painel/ módulo fotovoltaico (voltagem do sistema)	260W(12V) 520W(24V)	520W(12V) 1040W(24V)
Tensão de carregamento - equalização	Selada: 14.6V, Inundada: 14.8V	
Tensão de carregamento - Boost	Gel: 14.2V, Selada: 14.6V, Inundada: 14.8V	
Tensão de Carregamento - Flutuação	13.8V	
Tensão de reconexão por baixa voltagem	12.6V	
Tensão de desconexão por baixa tensão	11.1V	
Auto- consumo	≤20mA/12V; ≤16mA/24V	
Coefficiente de compensação de temperatura	-3mV/ °C/2V(25 °C)	
Temperatura de Trabalho	-25 °C ~ +45 °C	
Grau de Proteção	IP30	
Dimensão	220x154x52mm	252x180x63mm
Terminais de potência	6AWG(16mm ²)	6AWG(16mm ²)
Peso líquido	1.1kg	1.9kg

Fonte: Extraído de SOLARBRASIL, 2017

4.1.2.2 Inversor

Como foi determinado, na Equação (16), o valor real da potência disponível para consumo (*PDC*) é de 1047,84 W. Assim foram pesquisados valores de inversores comerciais que atendam a esta demanda e fossem compatíveis com o orçamento do projeto. Portanto foi escolhido o Inversor Transformador 1200W 24V DC Para 110/127V AC – Hayonik. Que atende a especificação da *PDC*, além de fazer a interconexão entre a carga que opera com tensão de 127 V AC e o banco de bateria que será posteriormente dimensionado que opera com 24 V DC. Na Figura 26 tem-se imagem do inversor utilizado.

Figura 26 - Inversor Hayonik 1200W, 24VDC:110/127VAC.



Fonte: Extraído de HAYONIK, 2017.

A Tabela 3, mostra os parâmetros do inversor, onde em negrito são destacados os aspectos mais relevantes para sua utilização neste projeto.

Tabela 3 - Informações Técnicas do Inversor

<u>INVERSOR HAYONIK</u>	<u>VALORES</u>
Potência Nominal	1200 W
Transforma	24V para 110/127V
Potência contínua	1200 W
Potência máxima	1200 W
Tensão de saída	AC 115 + 10% RMS
Tensão de entrada	DC 11 – 15 V
Forma de onda de saída	Senóide modificada
Frequência	60 Hz + 3 Hz
Corrente elétrica	9,4 Amperes
Eficiência	>80%
Proteção de temperatura	<65°C
Alarme de baixa tensão	10,5 + 0,5 V
Desligamento de baixa tensão	10 + 0,5 V
Proteção de alta tensão	15 V
Onda modificada	sim
Entrada USB	sim
Led ligado	sim
Botão liga e desliga	sim

Tomada de 3 pinos (Novo padrão)	sim
Proteção contra curto circuito	sim
Proteção de sobrecarga	>1200 Watts

Fonte: Extraído de HAYONIK, 2017.

4.1.3 Baterias

De acordo com as especificações da Solenerg (2016) a capacidade mínima do banco de baterias ($CBat$) é calculada segundo a Equação (16).

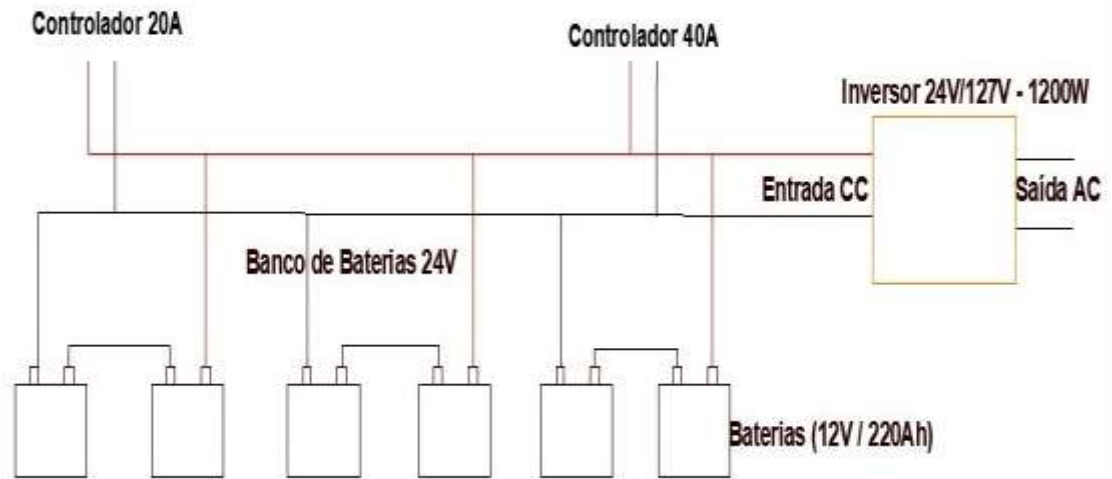
$$CBat = \frac{Consumototal \cdot Autonomia}{TensãoBan\omega \cdot Descarregamento} \quad (16)$$

$$CBat = \frac{167(W) \cdot 24(h) \cdot 2(dias)}{24(V) \cdot 0,6(pu)} = 556,67(Ah)$$

Portanto as baterias a serem escolhidas devem fundamentalmente atender a estes requisitos de capacidade mínima, além de estarem em concordância com a tensão de saída dos módulos FV e com a tensão de entrada do inversor, que antes é observada pelo controlador de carga no sistema.

Desta maneira foram adquiridas seis baterias de 12 V com uma corrente de 220 Ah, dispostas em três grupos em paralelo de duas baterias em série cada. Totalizando assim uma tensão de saída de 24 V e uma corrente de 660 Ah, o que atende a necessidade do projeto. A Figura 27 ilustra a configuração de ligação das baterias, sendo os fios sem ligação na parte superior do esquema de ligação oriundos dos controladores de carga e suas saídas para o inversor.

Figura 27 - Esquema de ligação das baterias presentes no SFI.



Fonte: Próprio Autor, 2018.

Portanto a Figura 28 ilustra a bateria utilizada neste SFI.

Figura 28 - Bateria estacionária Moura Clean 12MF220 (220Ah)



Fonte: Extraído de MINHACASASOLAR, 2017.

A Figura 29 traz as especificações técnicas, destacando, dentro do retângulo vermelho, a corrente de saída 220 Ah e sua tensão nominal de 12 V.

Figura 29 - Especificações técnicas da bateria utilizada

Modelo		12MF36	12MF45	12MF55	12MF63	12MF80	12MF105	12MF150	12MF220
Tensão Nominal (V)		12	12	12	12	12	12	12	12
Capacidade a 25°C (Ah)	10h-1,75V/Elem	32	41	50	57	72	94	135	195
	20h-1,75V/Elem	36	45	55	63	80	105	150	220
	100h-1,75V/Ele	40	50	60	69	87	115	165	244
Dimensões (mm)	Comprimento	212	212	242	282	330	330	509	517
	Largura	175	175	175	175	172	172	211	272
	Altura	175	175	175	175	244	244	246	246
Peso (Kg)		10,5	11,5	13,5	16,4	22,0	25,5	44,0	56,2
Posição dos Terminais		⊖ ⊕			⊕ ⊖			⊕ ⊖	
Acessórios		Parafusos, arruelas e porcas sextavadas em aço inox							
Tensão de Flutuação (V)		13,20 - 13,38 a 25°C (2,20 - 2,23 p/ elemento)							
Tensão de Equalização (V)		14,16 - 14,40 a 25°C (2,36 - 2,40 p/ elemento)							
Compensação de Temperatura		-0,33 V para cada 10°C acima de 25°C							
		+0,33 V para cada 10°C abaixo de 25°C							

Fonte: Extraído de MINHACASASOLAR, 2017.

4.1.4 Proteção

Segundo CEPEL – GTES (2004) os elementos chaves e fusíveis são necessários para proteção humana e de qualquer SFV. Devem ser previstos chave de emergência, disjuntores de proteção contra curto-circuito ou falha no aterramento. Além do correto dimensionamento dos cabos que devem resguardar o SFI e pessoas envolvidas em sua manutenção.

4.1.4.1 Disjuntores

Da mesma maneira que os cabos devem ser dimensionados atendendo a norma NBR5410, os disjuntores também estão de acordo com a mesma norma e em concordância com os manuais dos outros componentes do SFV *off grid* deste projeto (MANUAL MOURA CLEAN, 2016) e (MANUAL INVERSORES HAYONIK, 2016). Como previamente mencionado o sistema é desconectado da rede, e está localizado em uma área pouco propícia a descargas atmosféricas. Desta forma foi projetada uma malha de aterramento para a estrutura e

seus componentes. Portanto neste caso não há necessidade de dispositivos de proteção de surto (DPS), ou disjuntores de seccionamento na componente AC do circuito, devido à proximidade com para-raios da estrutura de um silo de grãos e como o sistema não está ligado na rede de distribuição não ocorrem perturbações que se faça necessária a utilização deste dispositivo, neste sistema *off grid* instalado.

De acordo com a NBR5410 os disjuntores de proteção de corrente contínua ($I_{disj, pc1}$ e $I_{disj, pc2}$) que devem atender o dimensionamento de até 1,25 vezes o valor da corrente de cada *string* de painéis FV, assim:

$$I_{disj, pc1} = I_{sc} \cdot 1,25 = 9,11(A) \cdot 1,25 = 11,38(A) \quad (17)$$

$$I_{disj, pc2} = I_{sc} \cdot 2 \cdot 1,25 = 18,22(A) \cdot 1,25 = 22,77(A) \quad (18)$$

Onde:

($I_{disj, pc1}$) – Representa o valor da corrente do disjuntor CC disposto entre a *string* 1, contendo 2 painéis (em série) e o controlador 1;

($I_{disj, pc2}$) – Representa o valor da corrente do disjuntor CC disposto entre a *string* 2, contendo 4 painéis (de 2 em 2 em série, em paralelo entre si) e o controlador 2;

I_{sc} – Valor de máxima corrente presente no cabeamento em questão.

Devido ao arranjo dos dois conjuntos (*strings*), como dito previamente e exemplificado no diagrama de ligação da Figura 21, o conjunto 1 (com dois painéis ligados em série) possui o valor de corrente de 9,11 A, de acordo com a Tabela 2. Assim respeitando a norma foi utilizado o Disjuntor Bipolar Curva C 16A 5KA MDW-C16-2 WEG. Já o conjunto 2 (contendo quatro painéis, ligados 2 em série e outros 2 em série e estes dois subconjuntos em paralelo entre eles, como mostra a Figura 14), possui o valor de 18,22 A, portanto foi utilizado o Disjuntor Bipolar Curva C 25A 5KA MDW-C25-2 WEG.

No segmento que conecta as baterias ao controlador empregou-se um disjuntor ($I_{disj, bc1}$) e outro disjuntor ($I_{disj, bc2}$), um para cada controlador que foi determinado devido as Equações (19) e (20) (CEPEL - GTES, 2014).

$$I_{disj, bc1} = \frac{P_{max} \cdot NP_{string1}}{VBaterias} \quad (19)$$

$$I_{disj, bc1} = \frac{260(W) \cdot 2}{24(V)} = 21,67(A)$$

$$I_{disj, bc2} = \frac{P_{max} \cdot NP_{string2}}{VBaterias} \quad (20)$$

$$I_{disj, bc2} = \frac{260(W) \cdot 4}{24(V)} = 43,33(A)$$

Onde:

$I_{disj, bc1}$ – Representa o valor da corrente do disjuntor CC disposto entre as baterias e o controlador 1;

$I_{disj, bc2}$ – Representa o valor da corrente do disjuntor CC disposto entre as baterias e o controlador 2;

P_{max} – Valor de máxima potência presente nos painéis em questão;

NP_{string} – número de módulos por conjunto (*string*);

$VBaterias$ – Tensão do Banco de Baterias fornecida.

Deste modo o sistema conta com um Disjuntor Bipolar Curva C 25A 5KA MDW-C25-2 WEG conectado ao controlador 1 e um Disjuntor Bipolar Curva C 50A 5KA MDW-C50-2 WEG conectado ao controlador 2.

Por questões de segurança e respeitando o manual do inversor foi ainda empregado um disjuntor entre o banco de baterias e o inversor ($I_{disj, bi}$), que corresponde ao cálculo na Equação (21) a seguir (CEPEL - GTES, 2014):

$$I_{disj, bi} = \frac{P_{max}}{VBaterias} \quad (21)$$

$$I_{disj, bi} = \frac{1200(W)}{24(V)} = 50,0(A)$$

Portanto foi utilizado um Disjuntor Bipolar Curva C 63A 5KA MDW-C63-2 WEG. Todos os disjuntores utilizados pertencem a marca WEG, pois atendem a norma NBR 5410 e possuem certificação do INMETRO.

4.1.4.2 Cabos

A instalação pode ser dividida em duas partes, a ligação dos cabos CA que conecta o inversor à carga, e os cabos CC que fazem a ligação entre módulos e controlador e entre controlador, bateria e inversor.

- Cabos CA:

Para determinação dos cabos CA é necessária respeitar a corrente máxima (I) do inversor que se dá pela divisão de sua potência pela tensão de saída, ou seja:

$$I = \frac{P}{V} = \frac{1200(W)}{127(V)} = 9,44(A) \quad (22)$$

A distância prevista entre o inversor e a carga é de aproximadamente 10 metros. De acordo com o fabricante do inversor (MANUAL INVERSORES HAYONIK, 2016) o diâmetro dos cabos deve estar entre 2,5 – 16 mm². Respeitando a NBR5410 a corrente será determinada para um valor 1,25 vezes maior que o calculado, e observando que a condutividade do cobre é de $k=48$ para uma temperatura limite de 70°C. Pode-se calcular a corrente máxima (I_{cmax}) e o diâmetro dos cabos (A_{caboCA}) a serem utilizados, mostrados nas Equações (23) e (24) a seguir:

$$I_{ca \max} = 1,25 \cdot 9,44(A) = 11,81(A) \quad (23)$$

$$AcaboCA = \frac{L \cdot I_{ca \max} \cdot \cos \theta}{0,01 V_n \cdot k} \quad (24)$$

$$AcaboCA = \frac{10(m) \cdot 11,81(A) \cdot 1}{0,01 \cdot 127 \cdot 48(S.m/mm^2)} = 1,93(mm^2)$$

Assim de acordo com a NBR 5410 o cabo a ser utilizado deve ser de 2,5 mm².

- Cabos CC:

Para a determinação do diâmetro dos cabos CC será seguida a NBR 5410 que diz q o cabo deve suportar um valor 1,25 vezes maior do que a corrente de curto circuito da placa, que segundo o manual do fabricante e a Tabela 2 é de 9,11 A. Além de suportar uma variação de até 1% de máxima tensão de circuito aberto (V_{mpp}) que é de 37,65 V. Pois os valores máximos da placa são maiores do que os valores de pico e circuito aberto da bateria que são respectivamente 3,66 A e 26,4 V (MANUAL MOURA CLEAN, 2016). Ainda (SPADUTO et al., 2013) de acordo com a IEC 6034-7-712 norma europeia, sugere que para suportar falhas de terra e curto-circuito é necessário um acréscimo de 10 % no fator de segurança da corrente, assim chegamos a um valor de 1,35 vezes a corrente nominal. Adotando ainda os valores da NBR 5410 de condutividade do cobre de k=48 e uma temperatura crítica de 70 °C. A distância dos cabos é de 6 metros da última bateria para o controlador, assim foi adotado uma distância de 10 metros entre os cabos, com um excedente de 40 % no comprimento dos cabos em caso de futuras manutenções. Finalmente podemos calcular a máxima corrente (*I_{max}*) suportada pelo cabo e sua espessura (*AcaboCC*), pelas seguintes equações (25) e (26) respectivamente:

$$I_{max} = I_{curto} \cdot \text{fator de segurança} = 9,11(A) \cdot 1,35 = 12,15(A) \quad (25)$$

$$AcaboCC = \frac{2 \cdot L \cdot I_{cc \max}}{0,01 V_{mpp} \cdot k} \quad (26)$$

$$AcaboCC = \frac{2 \cdot 10(m) \cdot 12,15(A)}{0,01 \cdot 37,65(V) \cdot 48(S.m/mm^2)} = 13,83(mm^2)$$

Segundo a NBR 5410 o valor da seção transversal encontrado para os cabos deve ser arredondado para o próximo maior valor comercial disponível no mercado, sendo assim deverá ser usado cabos de 16 mm² para utilização dos cabos CC.

Assim com todo sistema definido foi possível a realização da instalação e execução do projeto, cujo qual participei e é descrito no tópico seguinte.

4.2 Instalação e Execução do Projeto

Como dito no capítulo anterior, após as especificações fornecidas para a realização da estrutura metálica de sustentação do SFI, a empresa contratante forneceu a estrutura respeitando o projeto. A Figura 30, apresenta uma vista frontal do SFI já instalado, assim cada fase sequencial, ou seja, passo a passo, da instalação e execução será apresentado posteriormente.

Figura 30 - Vista frontal do SFI instalado.



Fonte: Próprio Autor, 2016.

O primeiro passo da execução do projeto foi a fixação da base do poste, com seu topo adequadamente preparado para fixação da barra de sustentação transversal (onde se localizaria

os gabinetes das baterias e do painel de controle), bem como a fixação do suporte dos painéis, como mostra a Figura 31, indicada pelo número 1. O número 2 indica o estaiamento (segundo o dicionário de segurança do trabalho, este termo significa utilização de tirantes sob determinado ângulo, para fixar os montantes da torre) responsável pela fixação e estabilidade do poste.

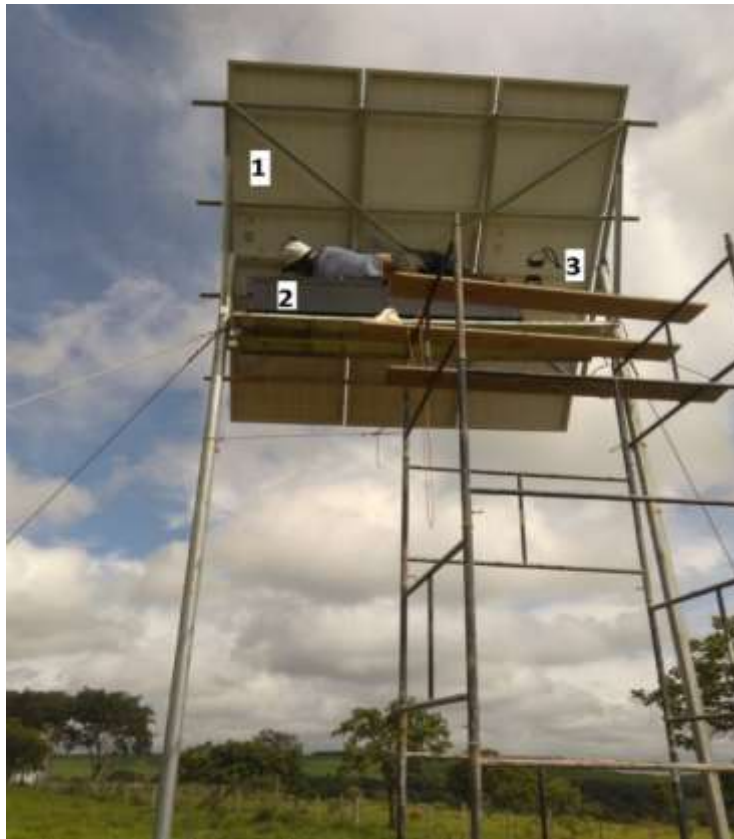
Figura 31 - Foto da instalação com enfoque na estrutura do SFI.



Fonte: Próprio Autor, 2016.

Portanto foram dispostas as placas fotovoltaicas sobre o seu suporte, como indicado pelo número 1 da Figura 32. A indicação 2 mostra o local onde o gabinete das baterias foi disposto e o número 3 representa onde posteriormente foi instalado o quadro de controle do SFI.

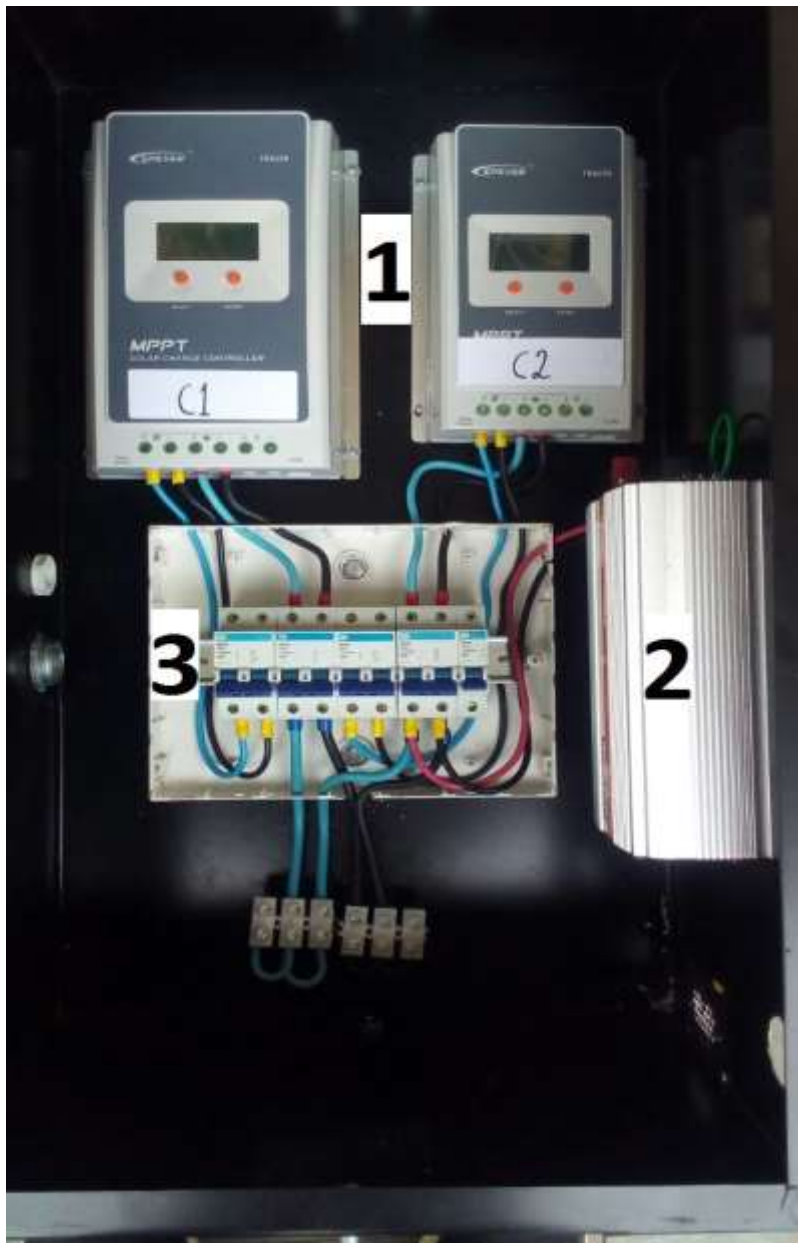
Figura 32 - Instalação com enfoque no painel fotovoltaico e nos gabinetes.



Fonte: Próprio Autor, 2016.

Seguindo o diagrama unifilar apresentado na Figura 22, a montagem do sistema elétrico começou a ser realizada pelo eletricista da empresa KZ Engenharia e pelo autor. A Figura 33 mostra a conexão entre controladores de carga (o maior à esquerda o controlador de 40 A e o menor a direita o de 20 A, dimensionados anteriormente no item 4.1.2.1, representados na figura pelo número 1. O inversor de frequência (1220W-24/127V, dimensionado no item 4.1.2.2, indicado pelo número 2. Assim como o quadro de distribuição contendo os dispositivos de proteção (disjuntores, apresentados no item 4.1.4.1, indicado pelo número 3.

Figura 33 - Primeiro passo da montagem do sistema elétrico.

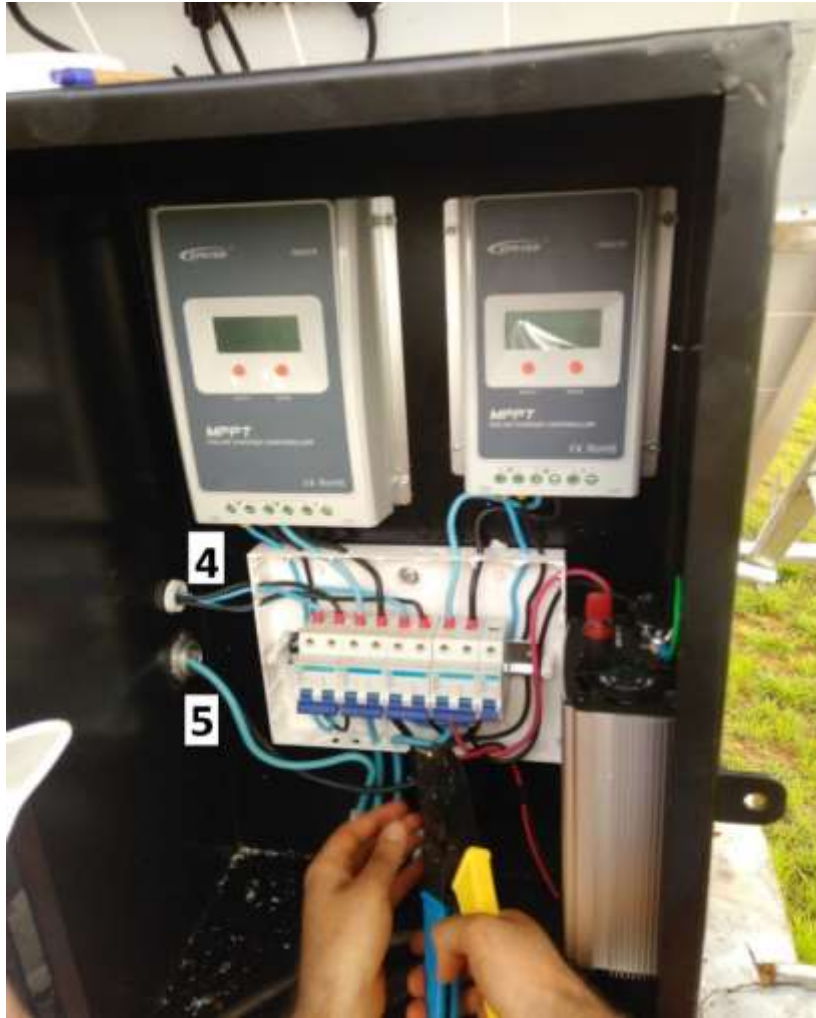


Fonte: Próprio Autor, 2016.

Após a conexão elétrica entre os condicionadores de potência (controladores e inversor), foi realizada a conexão dos outros dois blocos do SFI, sendo estes o módulo fotovoltaico e o banco de baterias. A seguir na Figura 34 é demonstrado a execução desta atividade, o número 4 indica os cabos (dimensionados no item 4.1.4.2), como demonstra o diagrama unifilar da Figura 22, que são oriundos das duas *strings* de módulos FV passando por seus disjuntores sendo *Idisj, pc1*, a proteção do conjunto 1 e indo para o controlador de 20 A. De forma análoga após passar no disjuntor *Idisj, pc2*, a proteção do conjunto 2 e indo para o controlador de 40 A. O número 5 indica os cabos vindo das baterias passando por seus disjuntores, assim como no

diagrama unifilar apresentado na Figura 22, sendo *Idisj,bc1* a proteção do conjunto 1 e *Idisj,bc2* a proteção do conjunto 2, realizando a ligação entre os conjuntos e os dois respectivos controladores.

Figura 34 - Segundo passo da montagem do sistema elétrico.



Fonte: Próprio Autor, 2016.

Após todo o processo de instalações elétricas e finalização da montagem do sistema elétrico, respeitando o diagrama unifilar, e a definição dos dispositivos do SFI apresentado no item 4.1. A Figura 35 apresenta o resultado final da montagem realizada, onde o número 1 mostra os dois controladores utilizados, o inversor de frequência, apontado pelo número 2, bem como o quadro de distribuição que contém os dispositivos de proteção (disjuntores), representando pelo número 3 e as instruções de uso e sequências de energização ou desenergização, feito pela empresa KZ Engenharia e afixada no quadro de distribuição para que outros usuários possam dar manutenção no SFI caso necessário.

Figura 35 - Resultado final da instalação do quadro de controle do SFI.



Fonte: Próprio Autor, 2016.

Após as devidas instalações realizadas e a confirmação por parte da equipe de instalação que a execução da obra seguiu o projeto, foi testado a eficácia e confiabilidade do sistema, com a realização de inúmeros testes realizados com a empresa contratante para carga mínima e máxima, ou seja, momentos em que a carga estaria a vazio (como todos equipamentos do radar desligados) ou em que estaria atuando no seu limite (com todos os equipamentos acionados ao mesmo tempo). Estas condições de carga foram testadas quando um veículo em velocidade acima da determinada passava pela região da rodovia onde estavam os sensores indutivos sob o solo e quando todos os dispositivos do radar estivessem desligados. Vale ressaltar que estes testes só foram realizados: quando todo o material chegou para instalação, em momentos que a rodovia pudesse ser interditada por um curto período de tempo e caso não estivesse chovendo, pois nesta condição não era possível trabalhar com eletricidade ao ar livre. Assim foi determinado que o SFI atendia as expectativas do projeto e finalmente na data de 16/12/2016 o controlador de tráfego passou a atuar em pleno funcionamento durante suas 24 horas necessárias de utilização.

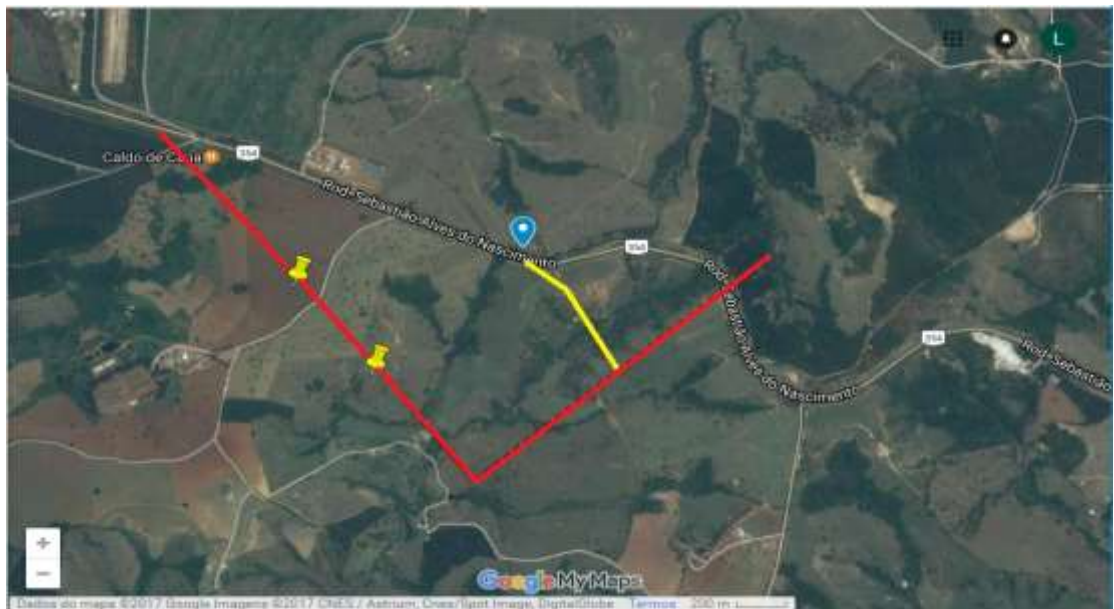
4.3 Análise de Viabilidade Econômica do SFI

A viabilidade econômica do projeto de instalação do sistema de minigeração FV *off grid* é componente chave deste projeto. Este tópico tem por objetivo comprovar a assertividade na escolha desta empresa.

Para desenvolvimento desta análise uma das dificuldades encontradas foi a necessidade de realizar pesquisas e obter um maior conhecimento sobre o cenário econômico do FV no Brasil, como por exemplo, o preço dos componentes e os valores praticados em projetos de FV *off grid*. Somente assim foi possível realizar o orçamento discriminado a seguir

A Figura 36a mostra como foi realizado o orçamento pela empresa contratante, utilizando a linha de distribuição rural já existente (na cor vermelha), como seria realizada a extensão da linha (na cor amarelo) e o ponto de entrega onde se localiza o controlador de tráfego (no marcador azul).

Figura 36 - *Layout* da extensão da rede necessária.



Fonte: Extraído de KZ Engenharia, 2016.

Segundo dados fornecidos pela própria empresa contratante foi realizado um orçamento com a empresa que presta serviços para a concessionária de energia da região de execução da obra, assim para a localidade mostrada na Figura 36, o valor final para a extensão da rede elétrica até o local de consumo pelo controlador de tráfego seria de aproximadamente de R\$23.170,40.

Ainda existem algumas considerações, segundo a norma da CEMIG e segundo informações disponibilizadas pela ENGELMIG, que devem ser feitas, acerca deste projeto, caso fosse optado pela extensão da rede elétrica existente. Como por exemplo:

- Pela norma CEMIG ND 2.2, para Rede de Distribuição Rural (RDR) convencional, deve ser respeitada uma faixa de servidão de 7,5m de largura para a esquerda e para a direita, em toda a extensão da RDR. Dessa forma, cria-se uma área de 15m de largura por todo o comprimento. Nessa área não são permitidas edificações ou benfeitorias: casas, currais, silos, piscinas, tanques, açudes, entre outros;
- Em instalações próximas ou que atravessem grandes propriedades, existe uma batalha burocrática para conseguir o consentimento do proprietário. Pois este deve assinar um documento, denominado Instrumento Particular de Constituição de Servidão, segundo Manual de Normas Técnicas da CEMIG, em seu Anexo 11. Que deve ser reconhecido em cartório para que a extensão da rede atravesse ou encontre-se sobre sua propriedade. Processo que geralmente acarreta conflitos entre proprietário e empresa contratante;
- Perfil topográfico não muito favorável, cruzando a encosta de duas colinas, e um pequeno rio abaixo. Assim podendo aparecer durante a execução da extensão da rede elétrica algum impedimento construtivo no local, que acarretaria na elevação de custos.

Na Tabela 4, são listados os componentes utilizados na instalação do sistema de microgeração FV *off grid*, bem como seu valor unitário e seus respectivos valores finais.

Tabela 4 - Especificações dos componentes e valores.

Item	Valor Unitário	Quant	Valor Final
Painel Solar Fotovoltaico Canadian Solar 260W,	R\$ 798,87	6	R\$ 4.793,22
Inversor Transformador 1200W 24V DC Para 110/127 V AC– Hayonik,	R\$ 543,39	1	R\$ 543,39
Controlador de Carga MPPT Epsolar: Tracer-4210A,	R\$ 1.150,00	1	R\$ 1.150,00
Controlador de Carga MPPT Epsolar: Tracer-2210A,	R\$ 579,00	1	R\$ 579,00
Bateria Estacionária Moura Clean 12MF220	R\$ 1.089,00	6	R\$ 6.534,00
Cabo Flexível Prysmian Pirelli 2,5mm ²	R\$ 1,11	10	R\$ 11,10
Cabo Flexível Prysmian Pirelli 16mm ²	R\$ 9,20	10	R\$ 92,00

Disjuntor Bipolar Curva C 16A 5KA MDW-C16-2 WEG	R\$ 24,48	1	R\$ 24,48
Disjuntor Bipolar Curva C 25A 5KA MDW-C25-2 WEG	R\$ 18,16	2	R\$ 36,32
Disjuntor Bipolar Curva C 50A 5KA MDW-C50-2 WEG	R\$ 25,86	1	R\$ 25,86
Disjuntor Bipolar Curva C 63A 5KA MDW-C63-2 WEG	R\$ 34,80	1	R\$ 34,80
Total Componentes			R\$ 13.789,37

Fonte: Próprio Autor, 2016.

A partir da Tabela 4 com o custo dos componentes foi possível determinar o valor do projeto, incluindo mão de obra e gastos com elaboração do projeto. O valor final do projeto é apresentado na Tabela 5.

Tabela 5 - Valor final do projeto.

Descrição	Valor Final
Total Componentes	R\$ 13.789,37
Projeto e Instalação	R\$ 5.515,75
TOTAL	R\$ 19.305,12

Fonte: Próprio Autor, 2016.

Com base na informação cedida pela empresa SITRAN, que a despesa mensal com um controlador de tráfego, que utiliza alimentação da rede elétrica disponibilizada pela CEMIG, é aproximadamente um valor de R\$80,00 mensais, totalizando R\$960,00 anuais. Foi possível realizar um fluxo de caixa (com projeção para 25 anos, prazo este disponível como garantia dos painéis FV) para dois casos:

Caso 1: Extensão da rede elétrica da concessionária;

Caso 2: Instalação do SFV *off grid*.

Durante os cálculos de atratividade financeira não foram incluídos valores de depreciação dos componentes SFV. Como gastos na substituição dos painéis após 25 anos de uso, troca das baterias após 5 anos da garantia, ou de inversores e do controlador de carga após 6 anos de garantia. Também não é considerado o aumento da conta de energia elétrica de acordo com inflação ou resoluções da ANEEL. Estes valores poderiam ser considerados e seriam de

maior relevância caso fossem comparados dois tipos de sistemas fotovoltaicos entre si, mas entre um SFI e uma extensão da rede estes valores podem estar defasados.

As Tabela 6 e Tabela 7, possuem a coluna dos anos do projeto, do Fluxo de Caixa Final que considera somente os gastos, Caso 1 na Tabela 6, ou economia, Caso 2 na Tabela 7, com o valor da conta de luz anual. O Fluxo de Caixa Acumulado realiza a soma dos valores do Fluxo de Caixa Final, ou seja, na Tabela 9 aumenta o valor de R\$ 960,00 mensais, entretanto na Tabela 10, no Caso 2, subtrai o valor de R\$960,00 mensais que seria a economia com a despesa da conta de energia. A quarta coluna representa o Fluxo de Caixa Descontado, com os valores corrigidos pela inflação de aproximadamente 12% ao ano (representando a depreciação do valor de R\$960 reais ao longo dos anos), valor do IPCA e da inflação (Adaptado de BANCO DO BRASIL, 2017). E a última coluna representa o Fluxo de Caixa Descontado Acumulado, realizando o mesmo processo de soma ou subtração de R\$ 960,00 do Fluxo de Caixa Acumulado, porém agora levando em consideração os valores corrigidos pela inflação. Portanto, os dois casos podem ser elucidados com as Tabela 6 e Tabela 7.

Tabela 6 - Fluxo de caixa para o caso 1.

Ano	Fluxo de Caixa Final	Fluxo de Caixa Acumulado	Fluxo de Caixa Descontado	Fluxo de Caixa Descontado Acumulado
0	-23.170,40	-23.170,40	-23.170,40	-23.170,40
1	-960,00	-24.130,40	-841,00	-24.011,40
2	-960,00	-25.090,40	-736,75	-24.748,15
3	-960,00	-26.050,40	-645,42	-25.393,57
4	-960,00	-27.010,40	-565,42	-25.958,98
5	-960,00	-27.970,40	-495,33	-26.454,31
6	-960,00	-28.930,40	-433,93	-26.888,24
7	-960,00	-29.890,40	-380,14	-27.268,37
8	-960,00	-30.850,40	-333,02	-27.601,39
9	-960,00	-31.810,40	-291,73	-27.893,12
10	-960,00	-32.770,40	-255,57	-28.148,69
11	-960,00	-33.730,40	-223,89	-28.372,59
12	-960,00	-34.690,40	-196,14	-28.568,72
13	-960,00	-35.650,40	-171,82	-28.740,55
14	-960,00	-36.610,40	-150,52	-28.891,07
15	-960,00	-37.570,40	-131,87	-29.022,94
16	-960,00	-38.530,40	-115,52	-29.138,46
17	-960,00	-39.490,40	-101,20	-29.239,66
18	-960,00	-40.450,40	-88,66	-29.328,31
19	-960,00	-41.410,40	-77,67	-29.405,98

20	-960,00	-42.370,40	-68,04	-29.474,02
21	-960,00	-43.330,40	-59,60	-29.533,62
22	-960,00	-44.290,40	-52,22	-29.585,84
23	-960,00	-45.250,40	-45,74	-29.631,58
24	-960,00	-46.210,40	-40,07	-29.671,65
25	-960,00	-47.170,40	-35,11	-29.706,76

Fonte: Próprio Autor, 2017.

Tabela 7 - Fluxo de caixa para o caso 2.

Ano	Fluxo de Caixa Final	Fluxo de Caixa Acumulado	Fluxo de Caixa Descontado	Fluxo de Caixa Descontado Acumulado
0	-19.305,12	-19.305,12	-19.305,12	-19.305,12
1	960,00	-18.345,12	841,00	-18.464,12
2	960,00	-17.385,12	736,75	-17.727,37
3	960,00	-16.425,12	645,42	-17.081,95
4	960,00	-15.465,12	565,42	-16.516,54
5	960,00	-14.505,12	495,33	-16.021,21
6	960,00	-13.545,12	433,93	-15.587,28
7	960,00	-12.585,12	380,14	-15.207,15
8	960,00	-11.625,12	333,02	-14.874,13
9	960,00	-10.665,12	291,73	-14.582,40
10	960,00	-9.705,12	255,57	-14.326,83
11	960,00	-8.745,12	223,89	-14.102,93
12	960,00	-7.785,12	196,14	-13.906,80
13	960,00	-6.825,12	171,82	-13.734,97
14	960,00	-5.865,12	150,52	-13.584,45
15	960,00	-4.905,12	131,87	-13.452,58
16	960,00	-3.945,12	115,52	-13.337,06
17	960,00	-2.985,12	101,20	-13.235,86
18	960,00	-2.025,12	88,66	-13.147,21
19	960,00	-1.065,12	77,67	-13.069,54
20	960,00	-105,12	68,04	-13.001,50
21	960,00	854,88	59,60	-12.941,90
22	960,00	1.814,88	52,22	-12.889,68
23	960,00	2.774,88	45,74	-12.843,94
24	960,00	3.734,88	40,07	-12.803,87
25	960,00	4.694,88	35,11	-12.768,76

Fonte: Próprio Autor, 2017.

Primeiramente ao analisar as tabelas é notório que no Caso 1, como o valor da despesa é crescente não existe nenhum momento que o projeto passa a ser lucrativo. Entretanto no Caso 2 a partir do ano 21 da projeção (destacado em negrito e em vermelho), pode-se perceber que o investimento já se quitou, passando a partir de então a gerar lucro para o proprietário do SFV *off grid* na forma de economia com a despesa da conta de energia elétrica mensal.

Como a análise da viabilidade seguirá três indicadores, como dito previamente nas seções 2.3.7 e 3.9. O VPL que utiliza a taxa de 8,25% como dito na seção 2.3.7, para determinar um valor baixo de atratividade. Assim o VPL, a TIR e o *payback* foram calculados utilizando o *software* Excel, resumidamente o VPL traz o valor futuro do investimento para o momento zero, ou seja, realizando um somatório do fluxo de caixa dividido pela taxa de atratividade elevada ao número de anos. A TIR pode ser interpretada como a taxa que iguala o valor presente do fluxo de caixa ao investimento inicial (a raiz do polinômio do VPL), ou seja, quanto está rendendo percentualmente o investimento. E o *Payback* demonstra o momento em que o investimento passa a ser lucrativo, qual o prazo em que é retornado o investimento.

A Equação (27) apresenta o cálculo do VPL do Caso 1, e a Equação (28) o cálculo do Caso 2.

$$VPL = \sum_1^{25} \frac{FluxodeCaixa}{(1 + 0,0825)^{25}} - R\$23.170,40 = R\$ - 33.203,28 \quad (27)$$

$$VPL = \sum_1^{25} \frac{FluxodeCaixa}{(1 + 0,0825)^{25}} - R\$19.305,12 = R\$ - 9.272,44 \quad (28)$$

A Equação (29) mostra o cálculo do TIR (determinando se existem raízes reais para as equações) do Caso 1, e a Equação (30) o cálculo do Caso 2.

$$TIR = \sum_1^{25} \frac{FluxodeCaixa}{(1 + 0,0825)^{25}} - R\$23.170,40 = 0 \quad (29)$$

$$0 = \sum_1^{25} \frac{FluxodeCaixa}{(1 + 0,0825)^{25}} - R\$23.170,40 = \neq \text{raiz}$$

$$TIR = \sum_1^{25} \frac{FluxodeCaixa}{(1 + 0,0825)^{25}} - R\$19.305,12 = 0 \quad (30)$$

$$0 = \sum_1^{25} \frac{FluxodeCaixa}{(1 + 0,0825)^{25}} - R\$19.305,12 = 0,02$$

A Tabela 8 e a Tabela 9 demonstram os indicadores VPL, TIR e *Payback* de forma ordenada.

Tabela 8 - Indicadores de viabilidade econômica para o caso 1

VPL	-33.203,28
TIR	não existe
<i>Payback Simples</i>	não existe
<i>Payback Descontado</i>	não existe

Fonte: Próprio Autor, 2017.

Tabela 9 - Indicadores de viabilidade econômica para o caso 2

VPL	-9.272,44
TIR	2%
<i>Payback Simples</i>	20 anos 1 mês e 9 dias
<i>Payback Descontado</i>	não existe

Fonte: Próprio Autor, 2017.

Como se pode perceber após analisar a Tabela 9 do Caso 1 o VPL, quanto o investimento seria realmente se fosse trazido seu valor, de 25 anos da projeção, para os dias atuais, seria maior do que os R\$23.170,40 reais gastos, caso a empresa optasse pela expansão da rede da elétrica até o ponto da carga (controlador de tráfego), como retrata a projeção do primeiro caso. Neste mesmo caso o valor da TIR não existe, pois, este investimento em nenhum momento torna-se lucrativo, assim como o *payback* simples e descontado que também não existem, pois não há em nenhum cenário futuro uma data cujo qual o investimento seja retornado, ou seja, ele se pague.

Para o Caso 2, mostrado na Tabela 10, o valor do investimento, após os 25 anos da projeção, ainda seria maior do que o valor do investimento realizado para execução do projeto da instalação do SFV *off grid* que foi de R\$ 19.305,12 reais. Entretanto os outros indicadores ressaltam a pequena viabilidade do investimento, como a TIR que mostra uma taxa de retorno

de 2%, ou seja, o investimento dá este percentual de retorno financeiro, porém este valor ainda está abaixo do valor de atratividade estabelecido pela taxa SELIC (de 8,25%) mas está positivo. E o *payback* simples que nos informa o valor monetário despendido neste projeto retornaria para a empresa num prazo de 20 anos 1 mês e 9 dias, já o *payback* descontado não mostra um valor no tempo projetado, portanto caso seja considerada a desvalorização da moeda no tempo este retorno do investimento aconteceria em mais de 25 anos, entretanto este prazo não é compreendido dentro do período de garantia dos painéis FV assegurados pelo fabricante.

Apesar da análise dos indicadores apontarem para uma ligeira viabilidade do investimento na instalação do SFV *off grid* em relação a extensão da rede, ainda é necessário ressaltar que, mesmo desconsiderando o fato de que no sistema apresentado no Caso 1 há um aumento no valor da dívida ao longo dos anos devido ao valor gasto com a conta de energia elétrica mensal. O investimento no Caso 2 é de R\$ 19.305,12, ou seja, R\$ 3.865,28 mais vantajoso do que o valor do Caso 1, que é de R\$23.170,40.

No próximo capítulo são apresentadas as considerações do autor quanto aos resultados apresentados sobre a viabilidade econômica e sobre os percalços do projeto até o momento em que se findou sua execução.

5 CONCLUSÃO

O presente trabalho apresentou o estudo de caso do dimensionamento, projeto, instalação e viabilidade econômica de um sistema de micro geração FV *off grid* para atender a um controlador de tráfego. O tema surgiu no momento em que participava como colaborador deste projeto em conjunto com a empresa KZ Engenharia. A empresa proprietária da concessão da exploração dos direitos econômicos com controladores de tráfego em um trecho da BR-354, após análise orçamentária optou pelo SFI para alimentação do radar do Km491, em detrimento da extensão da rede elétrica de distribuição. Como parte integrante deste projeto foi necessário que conhecimentos de SFV *on* e principalmente *off grid* fossem adquiridos.

Desta maneira foram apresentados os conceitos básicos para entendimento do tópico fundamental, SFV *off grid*, abordando ainda temas como a geração distribuída, a incidência de radiação solar, a composição da carga a ser atendida, o projeto desenvolvido, o dimensionamento dos componentes, a instalação e execução da obra e por fim sua viabilidade utilizando a metodologia multi-índice. Os aspectos foram discutidos e embasados de modo a ressaltar que fica documentado um procedimento de conduta para dimensionamento de um SFI, além de uma base para outros tipos de SFV. Assim como a comprovação da assertividade na escolha do sistema *off grid*, que segundo os resultados apresentados no Caso 2 da análise de viabilidade econômica é lucrativo.

Portanto ainda é pertinente ressaltar alguns aspectos, como por exemplo:

- A empresa contratante optou pelo SFV *off grid* em detrimento da extensão da rede elétrica, para atender a carga;
- O projeto elétrico desenvolvido foi suficiente para suprir a carga com uma disponibilidade de aumento da carga em aproximadamente 40%, e uma autonomia de pouco mais de dois dias sem a presença de nenhuma irradiação solar;
- A execução da obra sofreu alguns contratempos devido ao atraso na entrega dos materiais pelo fornecedor e devido há dias chuvosos no momento dos testes de operação com plena carga;
- A viabilidade econômica foi comprovada, devido ao valor positivo da TIR de 2%, ao *payback* de 20 anos 1 mês e 9 dias, e principalmente devido a economia na instalação do SFV *off grid* no valor de R\$ 3.865,28 reais em relação a extensão da rede elétrica de distribuição.

Após esta obra verifiquei a necessidade de estar atento aos desdobramentos técnicos do mercado de energias renováveis no Brasil. É perceptível que a partir da regulamentação da ANEEL nº482/12 e da resolução normativa nº 687/15 este setor está crescendo, primeiro com a regulamentação sobre geração distribuída e posteriormente com a resolução, que aumentaram a gama de atuação dos SFV proporcionando um número maior de vantagens para os usuários que se dispõem a tornar-se mini ou micro produtores de energia por meio dos sistemas FV e outros sistemas que utilizem energia renovável. Obviamente, ainda estamos atrás de países desenvolvidos no que tange a diversificação da matriz energética e utilização de energias renováveis. É necessário um maior apoio fiscal ou ainda, o mercado brasileiro se preparar e tornar-se independente, para que a importação de componentes (principalmente painéis solares) deixe de ser essencial, como acontece atualmente.

Com base nos estudos realizados é possível confirmar que a utilização das fontes de energia renováveis no Brasil vem crescendo, tendo como expoente o uso da energia solar através de SFV. E como em nosso país aproximadamente 1 milhão pessoas não têm acesso à energia elétrica (adaptado de ANEEL, 2016), os SFV *off grid* são uma saída aplicável e segura, devido à nossa grande extensão territorial e alta incidência de irradiação solar devido a sua localização geográfica. Por isto é possível alimentar não somente uma carga, como também toda uma residência localizada na zona rural, seguindo a norma CEMIG ND 2.2, para Rede de Distribuição Rural (RDR). Assim incentivar o uso de SFV é apoiar o desenvolvimento sustentável de nosso país bem como o avanço tecnológico na área e solucionar o problema da ausência de energia elétrica em locais remotos.

Como sugestão para trabalhos futuros poderiam ser abordados:

- Estudo de caso da instalação de um SFV *on grid* para fornecer energia para uma residência, ou ainda um sistema híbrido com os dois sistemas SFCR e SFI;
- Estudo de caso da utilização, vantagens e comparação, de inversores de frequência convencionais com o uso de micro inversores para o atendimento em locais com possível sombreamento;
- Análise da qualidade da energia FV injetada na rede, seus percentuais harmônicos e de distorção e o impacto da inserção de mini usinas com alta potência;
- Desenvolvimento de *software* para calcular a partir de qual distância da rede de distribuição seria mais viável a instalação de um SFV *off grid*, do que a o método atual de extensão da rede até o consumidor final;

- Pesquisa de outras fontes de energia renováveis, como eólica, biomassa, entre outras, para avaliar se seriam mais viáveis que a energia solar;
- Utilizar o *software* de comparação considerando ainda a variável de um sistema de geração distribuída conectado à rede, mas podendo escolher no mercado energético qual concessionária forneceria a tarifa mais barata.

REFERÊNCIAS

ABINEE, A. et al. **Propostas para Inserção de Energia Solar Fotovoltaica na Matriz Elétrica Brasileira**. ABINEE - Associação Brasileira da Indústria Elétrica e Eletrônica. [S.l.], p. 176. 2012.

ABNT - ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **Norma Brasileira ABNT NBR 5410 Instalações Elétricas de Baixa Tensão**. ABNT. Brasília. 2014.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL. Atlas de Energia Solar. ANEEL, Brasília, n. 2ª, 2012.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL. **Resolução Normativa No 482. 17 de abril**. ANEEL. Brasília. 2012.

ALVES DA CUNHA, J. L. P. **Eletrificação de Edificações Rurais Isoladas Utilizando Energia Solar Fotovoltaica**. Universidade Federal de Lavras. Lavras. 2006.

BANCO CENTRAL DO BRASIL. IPCA – COPOM. BANCODOBRASIL.GOV.BR. **IPCA – COPOM**, 2017. Disponível em: <<http://www.bcb.gov.br/pt-br/#!/n/COPOM>>. Acesso em: 28 ago. 2017.

BARBOSE, G. E. A. **Tracking the Sun VI: an historical summary of the installed price of photovoltaics in the United States from 1998 to 2012**. Berkeley: Lawrence Berkeley National Laboratory. [S.l.]. 2013.

BRAGA, R. P. **Energia solar fotovoltaica: Fundamentos e Aplicações. Trabalho de Conclusão de Curso**. Universidade Federal do Rio de Janeiro. Rio de Janeiro. 2008.

BREALEY, R. A.; MYERS, S. C.; ALLEN, F. **Princípios de finanças corporativas**. [S.l.]: AMGH, 2013.

CAMARGO, J. C. **Medidas do Potencial Fotovoltaico na Região das Bacias dos Rios Piracicaba e Capivari. Dissertação de Mestrado**. Universidade Estadual de Campinas - Faculdade de Engenharia Mecânica. Campinas. 2000.

CEMIG. **Norma de Distribuição ND 2.2 - ND-5.1 - ND5.30**. Belo Horizonte: CEMIG, 2016.

CENSOLAR. CENSOLAR.COM.BR. **CENSOLAR**, 1993. Disponível em: <<http://www.censolar.com/menu10.htm#software>>. Acesso em: 24 abr. 2017.

CENTRO DE PESQUISAS DE ENERGIA ELÉTRICA - CEPEL. **Energia Solar - Princípio e Aplicações**. CEPEL - CRESESB. Rio de Janeiro. 2016.

COMPANHIA ENERGÉTICA DE MINAS GERAIS – CEMIG. **Atlas solarimétrico de Minas Gerais**. CEMIG. Belo Horizonte. 2012.

CONOMA. Resolução CONAMA Nº 401/2008. **Publicação DOU nº 215**, BRASÍLIA, p. 108-109, nov. 2008.

CRESESB/CEPEL. DE ENERGIA SOLAR, Grupo de Trabalho. Fotovoltaica, v. 10, n. 04, 2006. **CRESESB/CEPEL Tutorial Solar**, 2006. Disponível em: <http://www.cresesb.cepel.br/tutorial/tutorial_solar.pdf>. Acesso em: 24 abr. 2017.

DA VEIGA, J. E. **Desenvolvimento sustentável: o desafio do século XXI**. [S.l.]: Editora Garamond, 2005.

DE ENERGIA SOLAR, G. D. T. G. **Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos**. [S.l.]: CEPEL-CRESESB, 2014.

DE PESQUISA ENERGÉTICA, EPE - EMPRESA ., **Matriz Energética Nacional 2017: ano base 2016**. EPE. Rio de Janeiro. 2017.

DOS REIS, L. B.; SANTOS, E. C. **Energia elétrica e sustentabilidade: aspectos tecnológicos, socioambientais e legais**. [S.l.]: Manole, 2015.

ENOVA, S. E. L. **Estudo Estratégico - Mercado Fotovoltaico de Geração Distribuída**. GREENER. São Paulo - Brasil, p. 131. 2018.

EPE, E. D. P. E. **Nota Técnica DEA 13/14: Demanda de Energia 2050**. Empresa Pesquisa Energética - EPE. Rio de Janeiro. 2014.

EUROPEAN PHOTOVOLTAIC INDUSTRY ASSOCIATION. **Global market outlook for photovoltaics (2014-2018)**. EPIA. [S.l.]. 2014.

FERRAZ, C. **Será o Ano da Energia Solar Fotovoltaica no Brasil?** Grupo de Energia do Instituto de Economia da Universidade Federal do Rio de Janeiro (GEE/UFRJ). Rio de Janeiro. 2012.

GENÁRIO, P. M. **Impactos ambientais e sociais na implantação de usinas geradoras de energia.** Universidade Estadual de Mato Grosso do Sul. Dourados, MS. 2009.

GOOGLE EARTH. googleearth.com. **GOOGLE**, 2009. Disponível em: <https://www.google.com.br/intl/pt-PT/earth/>. Acesso em: 27 set. 2017.

GREENPRO. Energia Fotovoltaica: Manual sobre tecnologias, projeto e instalação. **GREENPRO**, 2004. Disponível em: <http://www.greenpro.de/po/fotovoltaico.pdf>. Acesso em: 23 abr. 2017.

GREENPRO. **Energia Fotovoltaica: Manual sobre tecnologias, projeto e instalação.** GREENPRO. [S.l.]. 2004.

GUIMARÃES; AL, E. Potencial Solar - Sundata. **creseb cepel**, 30 nov. 2016. Disponível em: <http://www.cresesb.cepel.br/index.php?section=sundata>. Acesso em: 24 mar. 2017.

GUZZO, R. C. **Projeto básico de um sistema fotovoltaico para geração de energia elétrica. Trabalho de conclusão de curso (Graduação).** Universidade Federal do Espírito Santo, Vitória, ES, 2008. Vitória. 2008.

HARZER, J. H. E. A. **Abordagem probabilística do indicador TMA/TIR para avaliação do risco financeiro em projetos de investimentos.** Anais do Congresso Brasileiro de Custos-ABC. [S.l.]: [s.n.]. 2014.

HARZER, J. H. E. A. **Abordagem Probabilística do Indicador TMA/TIR para Avaliação do Risco Financeiro em Projetos de Investimentos.** XXI Congresso Brasileiro de Custos. Natal: [s.n.]. 2014. p. 16.

HAYONIK. HAYONIK.COM.BR - Inversor de frequência. **hayonik.com.br**, 2016. Disponível em: <http://www.hayonik.com/inversor-onda-modificada-12vdc-127v-usb-1200w-hayonik>. Acesso em: 23 abr. 2017.

HECKTHEUER, L. A. **Análise de Associações de Módulos Fotovoltaicos. Tese de.** Universidade Federal do Rio Grande do Sul - Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica. Porto Alegre. 2001.

HERING, G. **Enter the dragon**. [S.l.]. 2012.

HONSBURG, C. B. S. **Photovoltaic Education Network**. Light. [S.l.]: [s.n.]. 2012.

IBGE. **Atlas. Rio de Janeiro, Fundação Nacional de Material Escolar (FENAME)**. IBGE. Rio de Janeiro. 2011.

IEEE et al. Programação da contratação de energia considerando geração distribuída e incertezas na previsão de demanda. **Controle & Automação Sociedade Brasileira de Automatica - IEEE**, v. 18, n. 3, p. 361-371.

INMETRO. **Regulamento de Avaliação de Conformidade - Portaria nº 004**. INMETRO. Brasília. 2011.

INSTITUTO NACIONAL DE PESQUISAS ESPACIAIS - INPE. **Atlas Brasileiro de Energia Solar**. INPE. São José dos Campos. 2006.

KRENZINGER, A.; BUGS, R. DEMEC - Departamento de Engenharia Mecânica. **Site do Laboratório de Energia Solar da UFRGS**, 5 nov. 2010. Disponível em: <<http://www.ufrgs.br/demec/pesquisa-extencao/laboratorios/labsol>>. Acesso em: 24 mar. 2017.

LUQUE, A.; HEGEDUS, S. **Handbook of photovoltaic Science and Engineering**. [S.l.]: [s.n.], 2013.

MAKRIDES, G. Z. B. N. M. G. G. E. . Potential of Photovoltaic Systems in Countries with High Solar Irradiation. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, 2010. 754-762.

MINHA CASA SOLAR. MINHACASASOLAR.COM - Painelel Fotovoltaico. **minhacasasolar.com**, 2016. Disponível em: <<http://www.minhacasasolar.com.br/produto/painel-solar-de-265w-canadian-solar-cs6p-265p-78863>>. Acesso em: 23 abr. 2017.

MIRANDA, A. B. C. M. **Análise de Viabilidade Econômica de um Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede**. Monografia - Graduação em Engenharia Elétrica - Universidade Federal do Rio de Janeiro (UFRJ). Rio de Janeiro, p. 98. 2014.

MME/EPE, E. D. P. E.-. **MME/EPE – Balanço Energético Nacional**. MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. Rio de Janeiro. 2016.

MOEHLECKE, A.; ZANESCO, I. Mercado, física e processamento de células solares. **Metalurgia e Materiais**, v. 61, n. 557, p. 394-397, 2005.

NAGASHIMA, S. T. K. Y. T. S. S. Development and Field Experience of Monitoring System for Valve-Regulated Lead-Acid Batteries in Stationary Applications. **Journal of Power Sources**, Tóquio, v. 158, p. 1166-1172, 2006.

NAKABAYASHI, R. **Tese de Doutorado. Tese de Mestrado - Microgeração Fotovoltaica no Brasil: Viabilidade Econômica**. Instituto de Energia e Ambiente da USP. São Paulo. 2015.

NATIONAL RENEWABLE ENERGY LABORATORY – NREL. Technical Report NREL/TP-550-38603 Procedure for Measuring and Reporting the Performance of Photovoltaic Systems in Buildings., 2005. Disponível em: <<http://www.nrel.gov/docs/fy06osti/38603.pdf>>. Acesso em: 21 abr. 2017.

OUTLOOK, G. M. Solar Power Europe. **Solar Power Europe 2017-2021**, Bruxelas, 2017. 59.

PENROSE, E. Teoria do crescimento da firma. **Revista Brasileira de Inovação**, São Paulo, v. 6, n. 2, p. 461-467, dezembro 2009.

PEREIRA, O. L. S. . G. F. F. Dimensionamento de Inversores para Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede Elétrica: Estudo de Caso do Sistema de Tubarão – SC Grupo de Pesquisa em Meio Ambiente, Universalização, Desenvolvimento Sustentável e Energias Renováveis. **Revista Brasileira de Energia**, Tubarão, v. 14, n. 01, jan. 2008.

PINHO, J. T.; A, G. M. **Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos**. Rio de Janeiro: CEPEL – CRESESB, 2014. Disponível em: <http://www.cresesb.cepel.br/publicacoes/download/Manual_de_Engenharia_FV_2014.pdf>. Acesso em: 03 23 2017.

PRODIST, M. 3. **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional**. ANEEL. Brasília. 2017.

RELANCIO, J.; RECUERO. **Photovoltaic Systems Training**. PlantMaintenance. [S.l.]: [s.n.]. 2010.

RÜTHER, R. **Potencial da Energia Solar Fotovoltaica no Brasil e Projetos Vitrine**. Seminário Mercosul Pós-Copenhague. [S.l.]: [s.n.]. 2010.

SANTANA, F. S. **Projeto de um Sistema de Geração Fotovoltaica para a UFRJ.** Universidade Federal do Rio de Janeiro. Rio de Janeiro. 2014.

SANTOS, J. M. D. **Avaliação Histórica do Planejamento Energético Brasileiro e Considerações Sobre a Introdução de Novas Tecnologias.** Dissertação (Mestrado em Engenharia de Energia) – Universidade Federal de Itajubá. Itajubá, p. 110. 2017.

SAWIN, J. L. E. A. **Renewables 2011-Global status report.** [S.l.]. 2010.

SOLAR BRASIL. SOLARBRASIL.COM.BR - ControladoR de carga. **solarbrasil.com.br**, 2016. Disponível em: <<http://www.solarbrasil.com.br/>>. Acesso em: 22 abr. 2017.

SOLENERG ENGENHARIA E COMÉRCIO LTDA. **COMO DIMENSIONAR UM GERADOR FOTOVOLTAICO COM BATERIAS.** SOLENERG. Belo Horizonte. 2016.

SOUZA, C.; CLEMENTE, A. **Decisões Financeiras e Análise de Investimentos: fundamentos, técnicas e aplicações.** 6ª. ed. São Paulo: ATLAS, 2009.

SPADUTO, R. R. et al. **Projeto de um sistema fotovoltaico de 2,16 kWp conectado à rede elétrica.** XI CEEL - XI Conferência de Estudos em Engenharia Elétrica,. Uberlândia: [s.n.]. 2013.

STEIGLEDER, M. A. **Comparação do Desempenho de Duas Bombas Acopladas Diretamente a Geradores Fotovoltaicos.** Dissertação de Mestrado. Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Programa de Pós-Graduação de Engenharia Mecânica. Porto Alegre. 2006.

SWERA. NREL.COM.BR. SWERA. Disponível em: <<https://maps.nrel.gov/swera/#/?aL=ME4NNK%255Bv%255D%3Dt%26z0JMes%255Bv%255D%3Dt%26z0JMes%255Bd%255D%3D1&bL=groad&cE=0&IR=0&mC=-20.44529022831967%2C-44.76563930511474&zL=15>>. Acesso em: 24 mar. 2017.

TORRICO, G. M. E. A. Análise Econômica Comparativa entre Aquecedores Solares de Baixo Custo e Aquecedores com Tubos de Vidro Evacuados. **Revista ESPACIOS**, v. 37, n. 34, 2016.

UFRGS. RADIASOL 2. **SOLAR.UFRGS**, 2015. Disponível em: <www.solar.ufrgs.br>. Acesso em: 22 abr. 2017.

VERA, L. H. **Programa Computacional para Dimensionamento e Simulação de Sistemas Fotovoltaicos Autônomos.** Dissertação (Mestrado). Universidade Federal do Rio Grande do Sul. Porto Alegre. 2004.

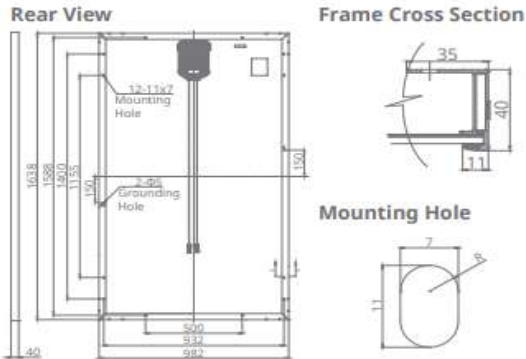
WEG, S. A. DISJUNTORES WEG. www.weg.net, 2017. Disponível em: <https://www.weg.net/catalog/weg/BR/pt/Automa%C3%A7%C3%A3o-e-Control-Industrial/Controls/Prote%C3%A7%C3%A3o-de-Circuitos-EI%C3%A9tricos/Disjuntores/c/BR_WDC_IA_CTL_CP_CB>. Acesso em: 23 abr. 2017.

ZILLES, R. et al. Sistema Fotovoltaicos conectados à rede elétrica.. **Oficina de Textos**, São Paulo, n. 1ª Ed., 2012.

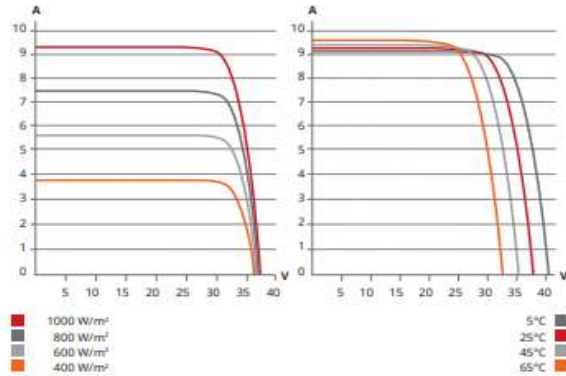
ZILLES, R.; OLIVEIRA, S. H. F. **O Preço do Wp e o Custo do KWh Fornecido por Sistemas Interligados à Rede Elétrica**. CONGRESSO BRASILEIRO DE ENERGIA. Rio de Janeiro: CBE. 1999. p. 743-748.

ANEXO A – Datasheet Módulo Fotovoltaico Canadian 206Wp

ENGINEERING DRAWING (mm)



CS6P-265P-SD / I-V CURVES



ELECTRICAL DATA / STC*

Power Optimizer connected to a SolarEdge Inverter

CS6P	260P-SD	265P-SD
Nominal Max. Power (Pmax STC)	260 W	265 W
Nominal Max. Power (Pmax NOCT)	189 W	192 W
Open Circuit Voltage (Voc STC)	37.5 V	37.7 V
Output Voltage Range (Vout)	5-60 V	5-60 V
Max. Output Current (Imax)	15 A	15 A
Max. Series Fuse Rating	20 A	20 A
Module Efficiency	16.16 %	16.47 %
Output During Standby (power optimizer disconnected from inverter or inverter off)	1 V	

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

MECHANICAL DATA

Specification	Data
Cell Type	Poly-crystalline, 6 inch
Cell Arrangement	60 (6x10)
Dimensions	1638x982x40 mm (64.5x38.7x1.57 in)
Weight	19.1 kg
Front Cover	3.2 mm tempered glass
Frame Material	Anodized aluminium alloy
J-Box	IP65
Cable	PV1-F 1*6.0 mm² / 952 mm
Connectors	MC4
Stand. Packaging	26 pieces, 544 kg (quantity & weight per pallet)
Module Pieces per Container	728 pieces (40' HQ)

PV SYSTEM DESIGN

Min. String Length	EU & APAC	1 ph	8	
		3 ph	16	
		3 ph - MV	18	
US & Canada	EU & APAC	1 ph	8	
		3 ph (208 V)	10	
		EU & APAC	1 ph	20
3 ph	43		42	
3 ph - MV	49		48	
US & Canada	EU & APAC	1 ph	20	19
		3 ph (208 V)	23	22
		Max. Power per String (W)	EU & APAC	1 ph
3 ph	11250			
3 ph - MV	12750			
US & Canada	1 ph			5250
	3 ph (208 V)	6000		
Parallel Strings of Different Lengths	Yes			
Parallel Strings of Different Orientations	Yes			
Operating Temperature	-40°C – +85°C			
Max. System Voltage	1000 V (IEC) / 600 V (UL)			
Application Classification	Class A			
Fire Rating	Type 1 (UL1703) / Class C (IEC61730)			
Power Tolerance	0 – +5 W			

TEMPERATURE CHARACTERISTICS

Specification	Data
Temperature Coefficient (Pmax)	-0.41 % / °C
Temperature Coefficient (Voc)	-0.31 % / °C
Temperature Coefficient (Isc)	0.053 % / °C
Nominal Operating Cell Temperature	45±2 °C

STANDARD COMPLIANCE

EMC	FCC Part15 Class B, IEC61000-6-2, IEC61000-6-3
PV Optimizer J-Box	EN50548, UL3730, IEC62109-1 (Class II safety), UL1741
Fire Safety	VDE-AR-E 2100-712:2013-05

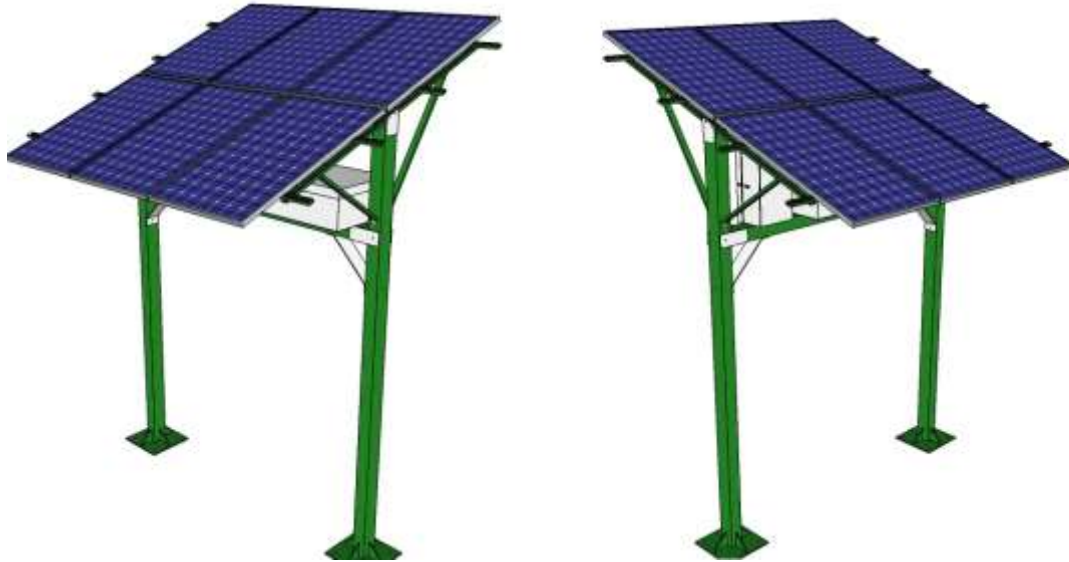
PARTNER SECTION



ANEXO B – Estrutura Física (Cotas e Engastes)

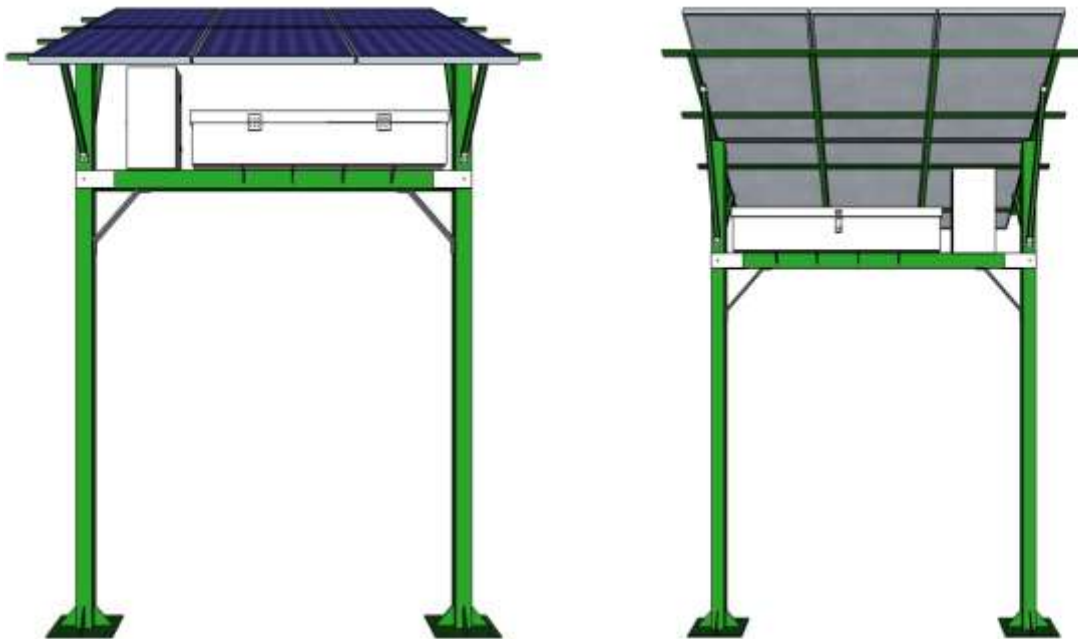
Todos com autoria própria utilizando o *software Sketchp*.

Imagem 1 - Vista superior do SFI.



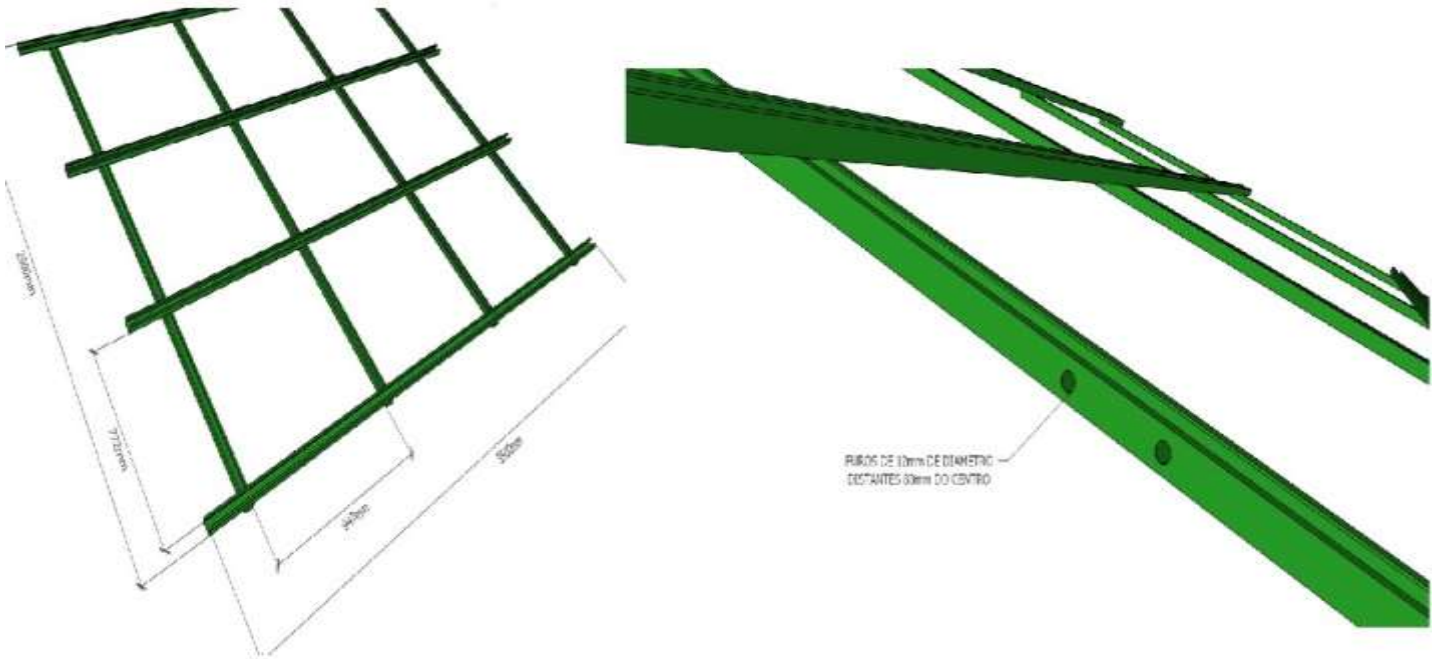
Fonte: Próprio Autor, 2017.

Imagem 2 - Vista frontal e traseira do SFI.



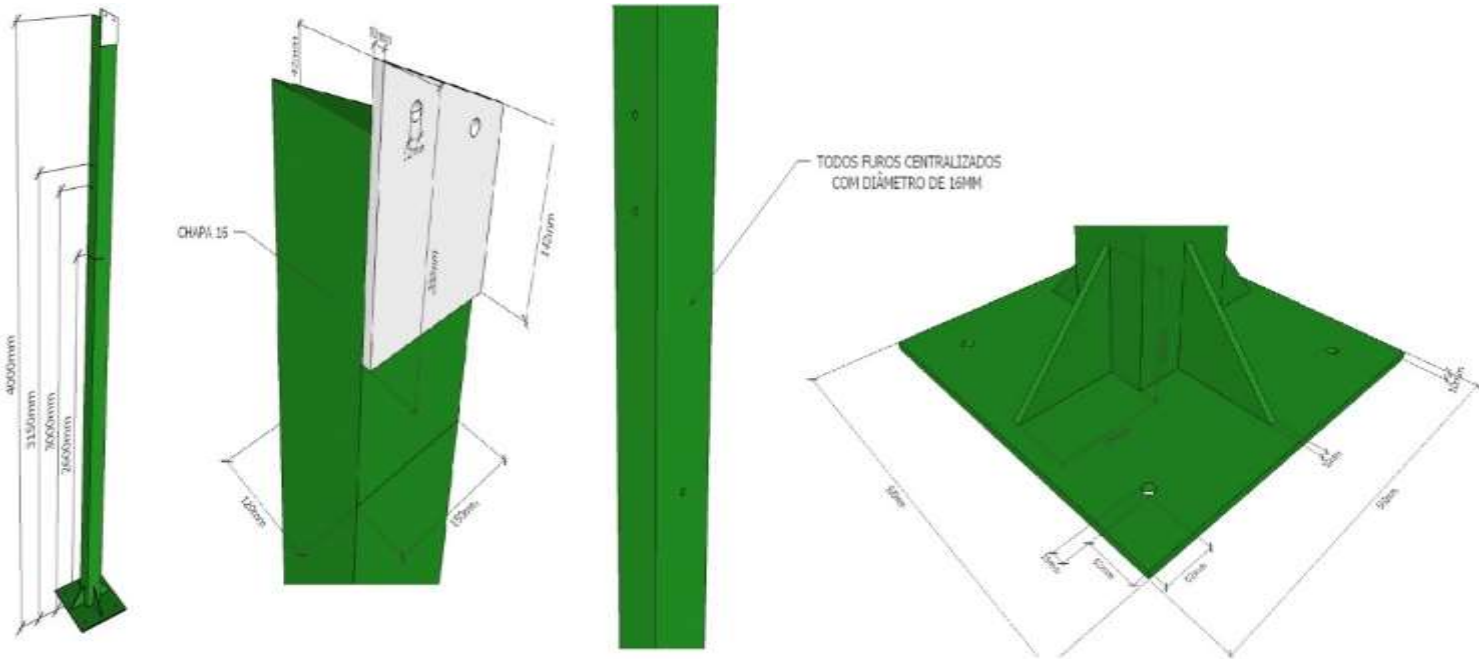
Fonte: Próprio Autor, 2017.

Imagem 3 - Detalhes do suporte dos módulos fotovoltaicos do SFI.



Fonte: Próprio Autor, 2017.

Imagem 4 - Detalhes do poste (topo, base e engaste) do SFI.



Fonte: Próprio Autor, 2017.

ANEXO C – Declaração da Relação de Colaborador**KZ ENGENHARIA E ENERGIA**

1

ANEXO C – DECLARAÇÃO DA RELAÇÃO DE COLABORADOR**DECLARAÇÃO DE TRABALHO**

Declaro para todos os fins e a quem possa interessar, que: **Lucas Alves de Oliveira**, solteiro, nacionalidade: brasileira, profissão: estudante de engenharia. RG: MG-14.966.831, expedida por SSP, CPF: 108.366.546-41, residente em: Rua 25 de Dezembro, 258, Lourdes – Arcos/MG.

Manteve a **relação de colaborador** com: o engenheiro **Letivan Cambraia Freire Júnior** CREA N° 04.0.0000204126, responsável técnico da empresa Letivan Cambraia Freire Júnior, sob o nome fantasia **KZ Engenharia**, CNPJ: 26.615.438/0001-78, com sede em: Rua Marechal Deodoro, 615, Sagrado Coração de Jesus – Formiga/MG.

No período compreendido entre 29/11/2016 e 16/12/2016, ocupando a função de: colaborador de Engenharia Elétrica, acompanhando o projeto e instalação do sistema fotovoltaico para atendimento ao controlador de tráfego, localizado à BR 354-KM491, próximo a cidade de Formiga-MG e cumprindo a seguinte jornada de trabalho: 4 horas por dia, totalizando 56 horas de estágio nos 14 dias de serviços prestados.

Por ser expressão da verdade, assino a presente.

Formiga, 05 de outubro de 2017



Eng° Eletricista: Letivan Cambraia Freire Júnior

Tel: (35) 9 9992-1283 ; (37) 9 9191-3277
www.kzengenharia.com.br