

UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARANÁ

CLEBERTON PEREIRA DE SOUSA
TIAGO APARECIDO SILVEIRA FRANCO

**PROJETO E INSTALAÇÃO DE UM SISTEMA FOTOVOLTAICO
RESIDENCIAL CONECTADO À REDE DE DISTRIBUIÇÃO**

CURITIBA

2018

CLEBERTON PEREIRA DE SOUSA
TIAGO APARECIDO SILVEIRA FRANCO

**PROJETO E INSTALAÇÃO DE UM SISTEMA FOTOVOLTAICO
RESIDENCIAL CONECTADO À REDE DE DISTRIBUIÇÃO**

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado
ao Departamento de Engenharia Elétrica do
Setor de Tecnologia da Universidade Federal
do Paraná como requisito à obtenção do título
de Engenheiro Eletricista.

Orientador: Prof. Dr. Sebastião Ribeiro Junior

CURITIBA
2018

TERMO DE APROVAÇÃO

CLEBERTON PEREIRA DE SOUSA
TIAGO APARECIDO SILVEIRA FRANCO

PROJETO E INSTALAÇÃO DE UM SISTEMA FOTOVOLTAICO RESIDENCIAL CONECTADO À REDE DE DISTRIBUIÇÃO

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado ao Departamento de Engenharia Elétrica do Setor de Tecnologia da Universidade Federal do Paraná como requisito à obtenção do título de Engenheiro Eletricista, pela seguinte banca examinadora:

Prof. Dr. Sebastião Ribeiro Junior
Orientador – Departamento de Engenharia Elétrica, UFPR

Prof. Dr. Vilson Roiz Gonçalves Rebelo da Silva
Departamento de Engenharia Elétrica, UFPR

Prof. Dra. Thelma Solange Piazza Fernandes
Departamento de Engenharia Elétrica, UFPR

Curitiba, 04 de dezembro de 2018

DEDICATÓRIA

Este trabalho é dedicado a todos os que estiveram comigo durante os anos que precederam este momento. Aos meus pais que tanto acreditaram e me apoiaram, meus irmãos e amigos que se fizeram presentes nos mais diversos momentos.

Cleberton Pereira de Sousa

Dedico este projeto a minha família, em especial, aos meus pais e minha esposa que sempre estiveram do meu lado me apoiando e incentivando durante todo o período de graduação.

Tiago Aparecido Silveira Franco

AGRADECIMENTOS

. A Deus, por todas as bênçãos que nos foram concedidas.

Aos nossos pais e familiares, pelo total apoio e incentivo.

Ao nosso orientador, Professor Dr. Sebastião Ribeiro Júnior, por acreditar na nossa ideia e auxiliar-nos.

Aos nossos amigos, pelo apoio e motivação durante o curso de Engenharia Elétrica.

Aos professores que contribuíram para o desenvolvimento desse trabalho.

À Universidade Federal do Paraná por ter nos proporcionado um ensino de qualidade.

À empresa Northsun Engenharia, por nos apoiar durante o desenvolvimento do trabalho.

À Elizabeth Sanfelice, por auxiliar na correção ortográfica deste trabalho.

A todos os que ajudaram em nossa formação acadêmica.

“Há uma força motriz mais poderosa que o vapor, a eletricidade e a energia atômica: a vontade”.

Albert Einstein

RESUMO

A procura por sistemas alternativos de geração de energia elétrica vem crescendo à medida em que o preço da energia gerada pelas concessionárias aumenta a cada ano. Assim como os consumidores industriais, os consumidores residenciais vêm buscando formas de baratear o custo da energia consumida através de fontes que, além serem renováveis, se mostram cada vez mais viáveis. A ideia de geração distribuída já se faz presente e vem sendo difundida pelo País.

Dado este cenário, projetou-se um sistema fotovoltaico residencial conectado à rede de distribuição instalado em Loanda, interior do Paraná. Além da instalação, realizou-se a análise de desempenho e viabilidade econômica desse sistema, a fim de verificar sua efetividade.

Para o desenvolvimento do projeto, foram utilizados *softwares* como AutoCAD e PVSuiteBR, assim como ferramentas Office®. A análise de viabilidade econômica fundamentou-se nos conceitos de Economia aplicada à Engenharia, tais como Payback e Taxa Interna de Retorno. A análise de desempenho foi feita a partir de indicadores como *Performance Ratio*, YIELD e Fator de Capacidade, e a avaliação do sistema através de um formulário de verificações.

A partir destes dados será possível inferir se o sistema instalado está de acordo com o projeto apresentado e, caso haja divergências, suas causas poderão ser apontadas.

Palavras-Chave: Sistema Fotovoltaico Residencial. Análise de Desempenho. Análise de Viabilidade Econômica.

ABSTRACT

The search for alternative systems to generate electrical energy has been growing, as the price of the energy generated by the electric utilities increases each year. As well as the industrial consumers, residential consumers have been searching for ways to lower the cost of energy consumed, by using sources that are both renewables and cheaper. The idea of distributed generation is present, and has been widespread.

Given this scenario, this study aims to carry out the project of an On-Grid Residential Photovoltaic (PV) System installed in Loanda, northwest of the State of Parana. Moreover, in order to verify its effectiveness, the performance analysis was held, as well as the feasibility analysis of the system.

The software AutoCAD and PVSuiteBR were used, as well as Office tools, so it was possible to develop the project.

The economic feasibility analysis was performed based on the concepts of Engineering Economics, such as the Payback and the Internal Rate of Return (IRR).

The performance analysis was held based on indicators such as Performance Ratio, YIELD and Capacity Factor.

From the data obtained, it will be possible to infer if the installed system follows the presented project and, in case of discrepancies, its causes will be pointed out.

Key-Words: Residential Photovoltaic System. Performance Analysis. Feasibility Analysis.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

FIGURA 1 – RADIAÇÃO SOLAR AO NÍVEL DO SOLO	23
FIGURA 2 – RADIAÇÃO SOLAR BRASILEIRA	23
FIGURA 3 – COMPARAÇÃO BRASIL X EUROPA.....	24
FIGURA 4 – COMPARAÇÃO BRASIL X ALEMANHA	25
FIGURA 5 – FLUXO DE ELÉTRONS NO PAINEL FOTOVOLTAICO.....	26
FIGURA 6 – ESTRUTIRA DO PAINEL FOTOVOLTAICO	26
FIGURA 7 – CONFIGURAÇÕES DOS PAINÉIS FOTOVOLTAICOS	27
FIGURA 8 – ESQUEMÁTICO DO INVERSOR DE FREQUÊNCIA.....	28
FIGURA 9 – MPPT – MAXIMUM POWER POINT TRACKING.....	29
FIGURA 10 – DISJUNTOR RESIDENCIAL.....	30
FIGURA 11 – DISPOSITIVO DE PROTEÇÃO CONTRA SURTOS - DPS	31
FIGURA 12 – DPS EM MODO COMUM E MODO DIFERENCIAL	31
FIGURA 13– ELEMENTO FUSÍVEL E CAPA DO ELEMENTO	35
FIGURA 14– CONSULTA CRESESB	36
FIGURA 15– HISTÓRICO DE IRRADIAÇÃO CRESESB.....	36
FIGURA 16– EXEMPLO DE UMA QUESTÃO DA LISTA DE PROCEDIMENTOS...	42
FIGURA 17– EXEMPLO DE MONITORAMENTO DO SISTEMA	43
FIGURA 18– SOFTWARES UTILIZADOS NA ETAPA DE PROJETO.....	46
FIGURA 19– EPIs UTILIZADOS	47
FIGURA 20– FERRAMENTAS UTILIZADAS	47
FIGURA 21– FERRAMENTAS AUXILIARES.....	48
FIGURA 22– FLUXOGRAMA.....	49
FIGURA 23– RECORTE DA FATURA DE ENERGIA - COPEL.....	50
FIGURA 24– IRRADIAÇÃO SOLAR DIÁRIA MÉDIA DE LOANDA-PR	51
FIGURA 25 - DIMENSÕES DO PAINEL SOLAR	52
FIGURA 26 - DADOS DO PAINEL SOLAR.....	53
FIGURA 27– DISPOSIÇÃO DOS PAINÉIS FOTOVOLTAICOS DA INSTALAÇÃO ..	55
FIGURA 28– DIMENSIONAMENTO DA STRING 1	56
FIGURA 29– DIMENSIONAMENTO DA STRING 2.....	56
FIGURA 30– CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DA STRING BOX	57
FIGURA 31– INTERIOR DA STRING BOX CC.....	57

FIGURA 32– INTERIOR DA <i>STRING BOX</i> CA.....	58
FIGURA 33– DADOS INSERIDOS NO PLUG-IN PVSUITEBR	60
FIGURA 34– CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DO PAINEL FOTOVOLTAICO	61
FIGURA 35– CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DO INVERSOR SOLAR	61
FIGURA 36- DIAGRAMA MULTIFILAR.....	62
FIGURA 37– DIAGRAMA UNIFILAR	63
FIGURA 38- DIAGRAMA DE ATERRAMENTO ESQUEMA TN-S	64
FIGURA 39- TAXAS DE REFERÊNCIA DOS TÍTULOS PÚBLICOS	70
FIGURA 40- VALORES FATURADOS PELA CONCESSIONÁRIA	71
FIGURA 41- HISTÓRICO DE CONSUMO DA UC	72
FIGURA 42– SUPORTE PARA SUSTENTAÇÃO (NORTE)	76
FIGURA 43– SUPORTE PARA SUSTENTAÇÃO (OESTE).....	77
FIGURA 44– DISPOSIÇÃO NO LADO NORTE	77
FIGURA 45– DISPOSIÇÃO NO LADO OESTE	78
FIGURA 46– PROTEÇÃO E INVERSOR.....	78
FIGURA 47– PLACA DE ALERTA NO MEDIDOR DE ENERGIA	79
FIGURA 48– MÓDULO PARA MONITORAMENTO	79

LISTA DE GRÁFICOS

GRÁFICO 1 - CRESCIMENTO DA GD NO BRASIL	21
GRÁFICO 2 - AJUSTES NA TARIFA DE ENERGIA ELÉTRICA.....	22
GRÁFICO 3– ESTIMATIVA DE GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA	59
GRÁFICO 4– PERÍODO DE <i>PAYBACK</i> DO SFVCR	69
GRÁFICO 5– GERAÇÃO DE ENERGIA EM 31 DIAS (kWh)	73
GRÁFICO 6– POTÊNCIA INJETADA (25/10/2018)	80
GRÁFICO 7– POTÊNCIA INJETADA (18/10/2018)	81
GRÁFICO 8 – POTÊNCIA INJETADA (19/10/2018)	82
GRÁFICO 9– POTÊNCIA INJETADA (11/11/2018)	82
GRÁFICO 10– POTÊNCIA INJETADA (21/10/2018)	83
GRÁFICO 11– ENERGIA GERADA.....	83

LISTA DE TABELAS E QUADROS

TABELA 1– EFICIÊNCIA DE PAINÉIS FOTOVOLTAICOS	38
TABELA 2– EFICIÊNCIA DO SISTEAM FOTOVOLTAICO.....	38
TABELA 3– CONSUMO MÉDIO E CONSUMO DIMENSIONADO	51
TABELA 4– ESTIMATIVA DE GERAÇÃO DE ENERGIA MENSAL.....	59
TABELA 5– REAJUSTE MÉDIO APLICADO PELA COPEL	66
TABELA 6– CUSTOS PARA INSTALAÇÃO DO SFVCR.....	67
TABELA 7– PARÂMETROS UTILIZADOS PARA CÁLCULO DO <i>PAYBACK</i>	67
TABELA 8– ECONOMIA DO SISTEMAAO LONGO DOS ANOS	68
TABELA 9 - CALCULO DA TIR.....	70

LISTA DE SIGLAS

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica

ART –Anotação de Responsabilidade Técnica

CA – Corrente Alternada

CC – Corrente Contínua

COFINS – Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social

COPEL – Companhia Paranaense de Energia

CREA –Conselho Regional de Engenharia e Agronomia

CRESESB – Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio de Salvo Brito

DPS – Dispositivo de Proteção contra Surtos

EPI – Equipamento de Proteção Individual

FV – Fotovoltaico

ICMS – Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços

INMETRO – Instituto Nacional de Metrologia, Qualidade e Tecnologia

MME – Ministério de Minas e Energia

MPPT – *Maximum Power Point Tracker*

PIS – Programa de Integração Social

SFVCR – Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede

SFV – Sistema Fotovoltaico

SPDA – Sistema de Proteção Contra Descargas Atmosféricas

TIR – Taxa Interna de Retorno

TMA – Taxa Mínima de Atratividade

TUSD – Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição

UC – Unidade Consumidora

UFPR – Universidade Federal do Paraná

SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO	17
1.1 JUSTIFICATIVA	18
1.2 OBJETIVOS	19
1.2.1 Objetivo Geral	19
1.2.2 Objetivos Específicos	19
2 REVISÃO DE LITERATURA	20
2.1 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA	20
2.1.1 Geração distribuída	20
2.1.2 Irradiação solar	22
2.1.3 Pannel fotovoltaico	25
2.1.4 Inversor de frequência	27
2.1.5 Proteções	29
2.1.6 Dimensionamento do SFVCR	35
2.1.7 Avaliação do sistema	40
2.1.8 Análise financeira	43
2.2 NORMAS E REGULAMENTOS PARA SFVCR	45
3 MATERIAL E MÉTODOS	46
3.1 MATERIAIS	46
3.2 MÉTODOS	48
4 APRESENTAÇÃO DOS RESULTADOS	50
4.1 PROJETO	50
4.1.1 Análise de consumo	50
4.1.2 Irradiação solar do local	51
4.2 DIMENSIONAMENTO	52
4.2.1 Estimativa de geração de energia	58
4.2.2 Diagramas elétricos	60
4.2.3 Homologação do SFVCR	64
4.3 ANÁLISE FINANCEIRA	65
4.3.1 Payback simples	67
4.3.2 Taxa Interna de Retorno	69
4.4 ANÁLISE DA FATURA DE ENERGIA	71

4.5 ANÁLISE DE DESEMPENHO.....	73
4.6 INSTALAÇÃO DO SFVCR	76
4.7 MONITORAMENTO DO SFVCR.....	79
5 CONSIDERAÇÕES FINAIS	83
REFERÊNCIAS.....	86
ANEXO 1 – LISTAS DE VERIFICAÇÕES	90
ANEXO 2– DATASHEET DO PAINEL FOTOVOLTAICO	97
ANEXO 3 – CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DO INVERSOR SOLAR.....	98
ANEXO 4 – FORMULÁRIO DE SOLICITAÇÃO DE ACESSO COPEL	99
APÊNDICE 1 – MODELO DE MEMORIAL DESCRITIVO ELABORADO	100

1 INTRODUÇÃO

As primeiras fontes de energia utilizadas pelo ser humano para realizar trabalhos foram o esforço muscular, a energia hidráulica da correnteza dos rios e a energia eólica, força gerada a partir fontes de energia mecânica. A energia está atrelada à capacidade de realização de trabalho e pode ser convertida em outras formas de energia a fim de se obter os resultados desejados (CEPA-USP, 2000). Com o passar do tempo, novas formas de energia surgiram, possibilitando assim a realização de tarefas antes inimagináveis pelo homem. Dentre estas fontes de energia, surgiu a possibilidade de utilização de eletricidade, conhecida desde o século XVII, para prática de trabalho e geração iluminação (OKA, 2000). Atrelado a isso, presenciamos o advento da Revolução Industrial no século XVIII e o crescimento tanto da demanda como da produção de energia elétrica no ao redor do mundo.

No Brasil, vemos que essa demanda vem crescendo de forma a acompanhar o PIB e as suas variações, visto que esse é um dos principais indicadores do crescimento econômico, o que faz com que fontes alternativas de energia sejam exploradas para suprir a demanda presente (ANEEL, 2007). Dentre essas fontes alternativas há a energia solar, explorada mais a fundo a partir do século passado, com grande potencial de geração no país. Contudo, atualmente, a maior parte da geração de energia elétrica das grandes usinas é centralizada e tem como fontes os combustíveis fósseis, nucleares ou hidráulicos, no caso particular do Brasil. Na contramão deste fato temos a crescente preocupação com o meio ambiente e formas de geração de energia renovável, o que impulsiona o interesse por energias como a eólica e a solar (LIMA, 2014). Esses sistemas de geração normalmente são projetados próximos ao consumidor e conectados à rede de energia elétrica, dando origem assim às chamadas microrredes, que devem interagir com a rede de distribuição da concessionária a fim de extinguir eventuais impactos em sua implementação. Para isso, é necessário que sejam seguidas normas e orientações para instalação desses sistemas. É neste contexto que o interesse pela geração de energia através da fonte solar e painéis fotovoltaicos vem crescendo tanto em países desenvolvidos quanto em países em desenvolvimento, tendo como principal público os consumidores residenciais. Estes consumidores, no Brasil, ainda são

receosos em relação ao procedimento de instalação desses sistemas e aos seus reais benefícios, portanto, esclarecimentos acerca do assunto são necessários.

Este trabalho está relacionado ao projeto e instalação de um sistema fotovoltaico conectado à rede de distribuição, abordando os aspectos burocráticos e financeiros, assim como a análise do desempenho do sistema real instalado. Para a sua concretização, foram seguidos procedimentos e normas pertinentes, bem como levantamento de dados e características físicas e de irradiação da localidade de instalação.

O projeto desenvolvido tem potência menor de 10 kW, ou seja, obedece a uma gama de normas específicas para sistemas de micro geração distribuída. Nesse caso, o sistema é residencial com potência instalada de 4,62 kWp conectado à rede de distribuição. A validação dos resultados foi realizada a partir da metodologia de verificação de requisitos, histórico de geração de energia do sistema instalado e análise financeira do investimento real do empreendimento.

1.1 JUSTIFICATIVA

Os constantes aumentos no valor da fatura de energia elétrica para consumidores residenciais atrelados tanto a fatores sazonais (épocas de chuva e estiagem) quanto a reflexos da economia (impostos e taxas), encarecem cada vez mais a tarifa de energia e refletem a dependência de fontes hídricas no Brasil. Além disso, a preocupação com a preservação do meio ambiente reflete a necessidade de novas formas de geração de energia limpa. Isso posto, este trabalho de conclusão de curso vai de encontro a este cenário, propondo uma alternativa ao modo convencional de fonte de energia aos consumidores desta categoria, promovendo o estudo da viabilidade econômica de um projeto fotovoltaico residencial e verificando o desempenho de um sistema instalado após seu dimensionamento de acordo com as normas e especificações vigentes.

1.2 OBJETIVOS

1.2.1 OBJETIVO GERAL

O objetivo geral deste estudo é avaliar o desempenho e viabilidade econômica de um sistema fotovoltaico de geração de energia elétrica residencial conectado à rede de distribuição. Para isso, foram realizados dimensionamento e instalação desse sistema.

1.2.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

Para atingir o objetivo geral deste trabalho, foram elaborados os seguintes objetivos específicos:

- Levantamento de requisitos: serão realizadas pesquisas bibliográficas, estudos de artigos e consultas de normas sobre o tema em questão;
- Definição do projeto: nesta etapa, serão coletadas informações de consumo de energia, informações técnicas da unidade consumidora e informações de irradiação do local onde será realizada a instalação do sistema fotovoltaico;
- Desenvolvimento: serão elaborados o memorial descritivo do projeto, diagrama unifilar e multifilar de acordo com as normas exigidas e enviados os documentos necessários para homologação com a solicitação para conexão do sistema com a rede de distribuição;
- Execução: onde será realizada a instalação do sistema fotovoltaico conectado à rede de distribuição, instalação do sistema de proteção;
- Avaliação dos resultados: nesta etapa, serão realizadas as análises de viabilidade econômica e avaliação do sistema instalado.

2 REVISÃO DE LITERATURA

Neste capítulo, será abordada a fundamentação teórica com informações necessárias para o desenvolvimento e o bom entendimento do trabalho. Será tratado o dimensionamento de sistemas fotovoltaicos conectados à rede de distribuição, componentes, recomendações, principais normas nacionais, como também, informações sobre análise financeira e de desempenho.

2.1 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

Após a referenciação, serão apresentados conceitos e informações sobre os diferentes assuntos pertinentes ao trabalho.

2.1.1 Geração distribuída

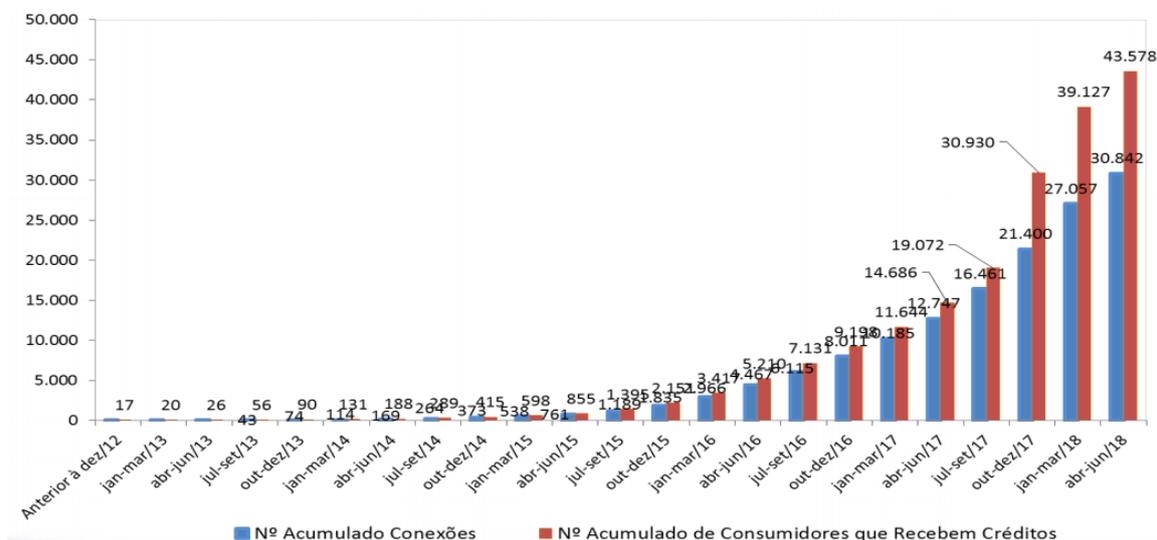
Segundo o Instituto Nacional de Eficiência Energética (2004), “Geração Distribuída (GD) é uma expressão usada para designar a geração elétrica realizada junto ou próxima do(s) consumidor(es), independentemente da potência, tecnologia e fonte de energia.” Esse conceito é bastante utilizado e difundido na atualidade, atrelado aos avanços em pesquisas e desenvolvimento de tecnologias e avanços legais que estimulam sua aplicação. Potências cada vez menores são incluídas na Geração Distribuída, como é o caso de geradores temporários, painéis fotovoltaicos e pequenas centrais hidrelétricas (PCH's).

Essa forma de geração traz benefícios quando comparada à geração centralizada, uma vez que reduz custos de transmissão e as perdas no sistema desde a fonte de geração até o consumidor final. Embora a geração de energia próxima ao consumidor tenha sido bastante utilizada antes da década de 1940, a geração centralizada por algumas décadas posteriores se mostrou financeiramente mais interessante, o que ocasionou a migração dos consumidores para o consumo da energia produzida centralmente e causou a frenagem de desenvolvimento de novas tecnologias. Contudo, a crise do petróleo e reforma do setor elétrico brasileiro

na década de 90 contribuíram para que a geração distribuída retornasse à voga e investimentos fossem realizados (INEE, 2004).

Como pode ser visto no GRÁFICO 1, disponibilizado pela ANEEL em junho de 2018, o crescimento do número de conexões a partir de pequenas geradoras de energia elétrica, assim como o número de consumidores que recebem os créditos por esta geração, vinha crescendo de forma tímida no Brasil até meados de 2014, quando houve uma significância maior do número de conexões e este ritmo de crescimento se estendeu até a atualidade de forma exponencial, com projeção de continuidade e crescimento ainda mais expressivo pela agência.

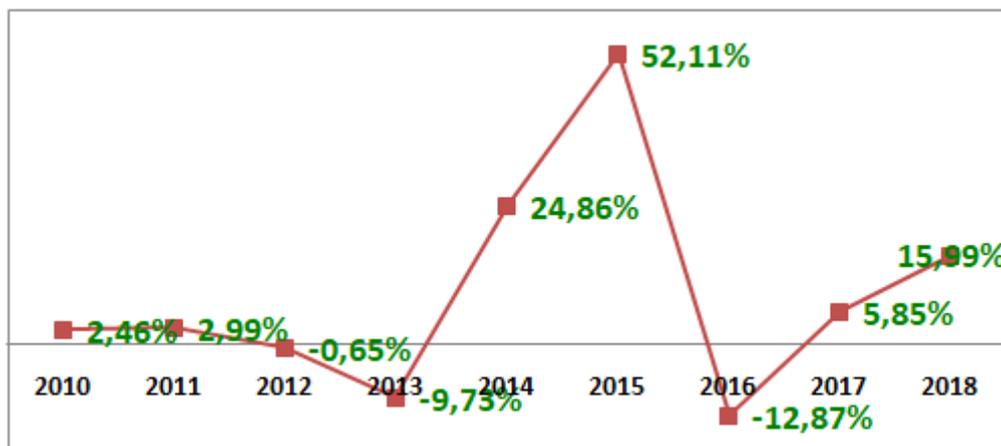
GRÁFICO 1 - CRESCIMENTO DA GD NO BRASIL



FONTE: Adaptado de ANEEL (junho, 2018)

Este crescimento em 2015 está atrelado, entre outros fatores, ao aumento exorbitante no valor da fatura de energia elétrica em 2015, que acumulou, após reajustes sucessivos, uma alta de 52,11% no estado do Paraná, como pode ser visto no GRÁFICO 2, construído a partir de dados disponibilizados pela Companhia Paranaense de Energia (COPEL). Embora esses dados sejam da concessionária local, os reflexos desses reajustes tarifários foram percebidos de maneira análoga em todas as regiões do Brasil, associadas ao movimento de ascensão da inflação que vinha acumulando sucessivas altas ano após ano.

GRÁFICO 2 - AJUSTES NA TARIFA DE ENERGIA ELÉTRICA



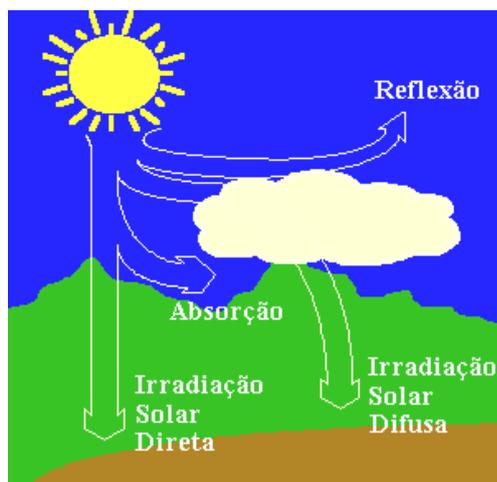
FONTE: Adaptado de COPEL (2018)

Dado o cenário econômico brasileiro atual e o histórico de reajustes dos últimos anos, não são vislumbradas perspectivas de diminuição da tarifa de energia elétrica do sistema convencional de geração centralizado. Assim, a Geração Distribuída vem ganhando força e se mostrando uma boa alternativa para o suprimento da demanda local por energia elétrica.

2.1.2 Irradiação solar

O primeiro e mais importante elemento em um SFVCR é a fonte de energia, ou seja, o sol, uma estrela que está a aproximadamente 150 milhões de quilômetros do planeta Terra. Segunda Maria Beatriz Moraes, do Instituto de Física da UFRGS, cada metro quadrado da Terra recebe uma potência de 1400 watts do sol. Contudo, os raios solares sofrem alguns desvios antes de chegar à superfície da Terra, como pode ser visto na FIGURA 1, que mostra a irradiação solar desde a fonte até a superfície terrestre. Podemos perceber que uma parte, de aproximadamente 51% do valor total, chega à superfície terrestre por irradiação direta. Aproximadamente 30% do valor total sofre reflexão, não chegando à superfície terrestre. Ainda, um valor próximo a 19% chega à superfície da Terra por irradiação difusa, bastante presentes em dias nublados (GRIMM, 1999).

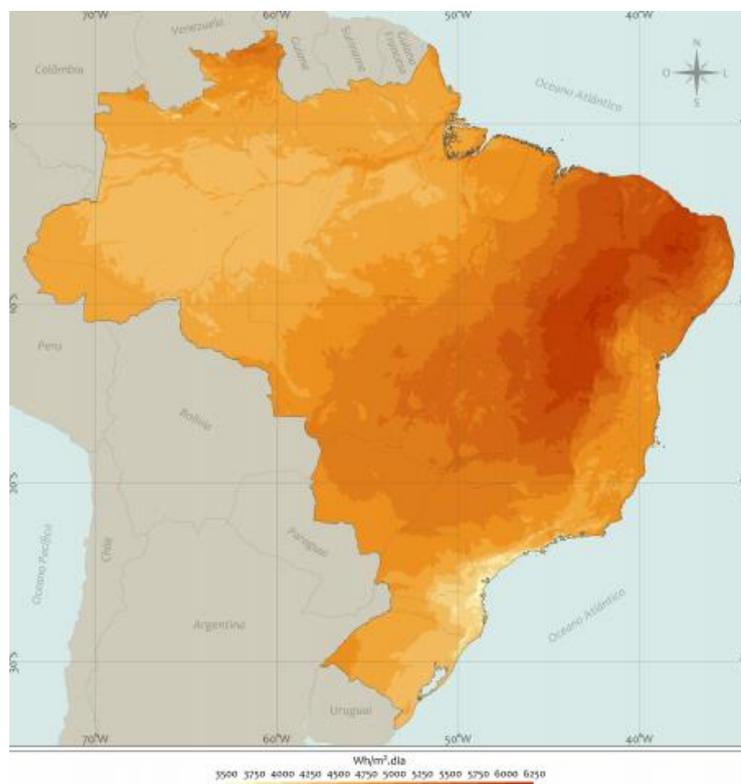
FIGURA 1 – RADIAÇÃO SOLAR AO NÍVEL DO SOLO



FONTE: CRESESB (2008)

No que diz respeito à incidência solar no Brasil, o INPE mostra, através do Atlas Brasileiro de Energia Solar, que a média anual de irradiação varia em relação à localização geográfica de 3500 a 6250 Wh/m².dia como pode ser visto na FIGURA 2. Como esperado, a irradiação é maior nas regiões Nordeste e Centro-Oeste do país.

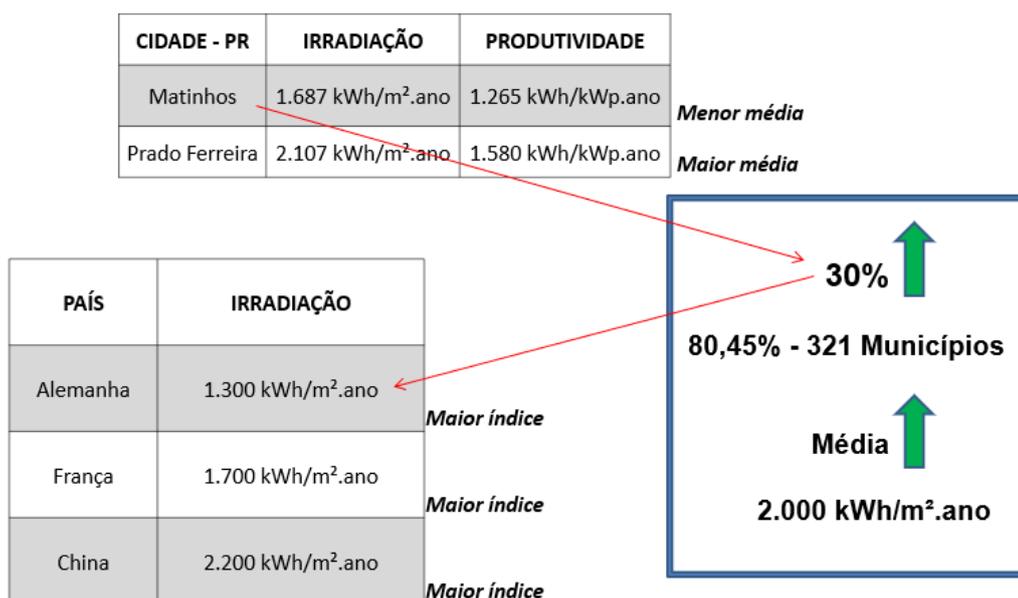
FIGURA 2 – RADIAÇÃO SOLAR BRASILEIRA



FONTE: INPE – Atlas Brasileiro de Energia Solar (2017)

Uma análise mais aprofundada dos estados brasileiros mostra que o leste do Paraná, região que compreende a capital, Curitiba, e o litoral têm uma média anual que pode chegar às menores do País. Contudo, comparando a média anual de irradiação brasileira, podemos verificar que a menor média anual de irradiação no Brasil é maior que a maior média anual de países que investem muito em geração de energia solar fotovoltaica, como a Alemanha, por exemplo. Um comparativo entre alguns países com alto investimento em energia solar fotovoltaica e algumas cidades do estado do Paraná é realizado na FIGURA 3. Nessa comparação, podemos observar que cidades como Matinhos e Prado Ferreira, localizadas no Estado do Paraná, que possuem uma irradiação maior do que o maior índice verificado em países como Alemanha e França. Vemos também que mais de 80% dos municípios paranaenses possuem médias anuais até 30% maiores do que os maiores índices observados na Alemanha.

FIGURA 3 – COMPARAÇÃO BRASIL X EUROPA

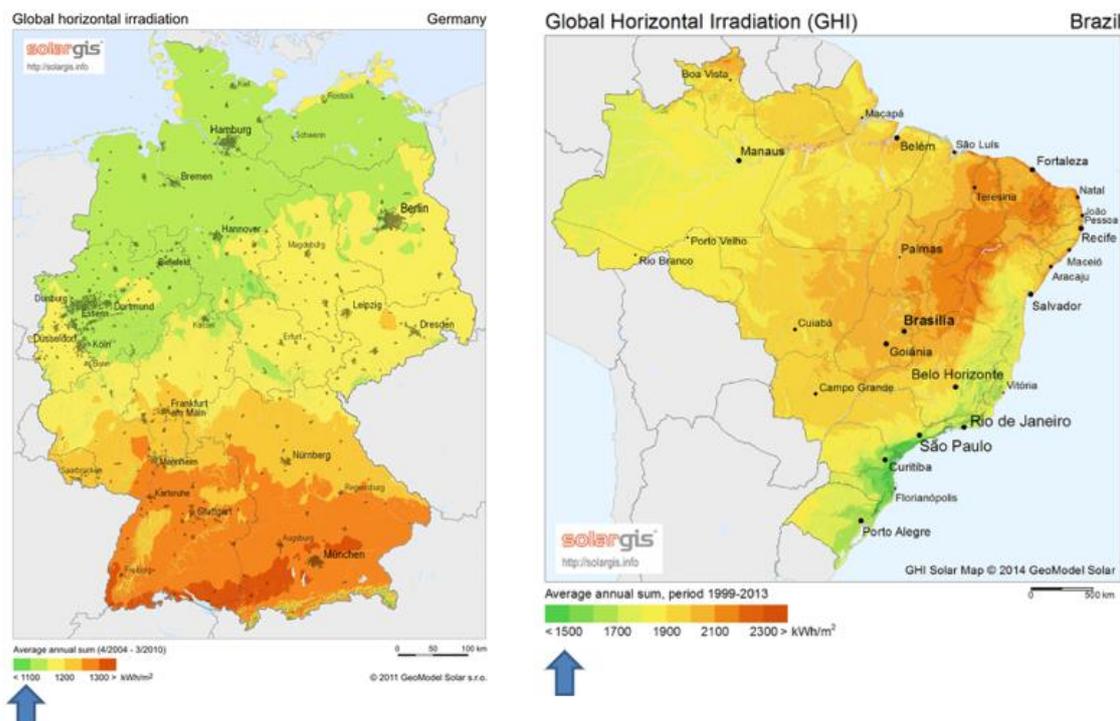


FONTE: Os Autores (2018)

Uma comparação entre as médias brasileiras e alemãs pode ser vista na FIGURA 4, do Solargis, atentando-se à legenda que mostra a diferença entre as médias observadas em cada uma destas localidades. Isso indica um grande potencial para geração de energia fotovoltaica no Brasil em todas as regiões.

Contudo, estados do Nordeste e do Centro-Oeste brasileiro são mais atrativos devido à maior irradiação.

FIGURA 4 – COMPARAÇÃO BRASIL X ALEMANHA



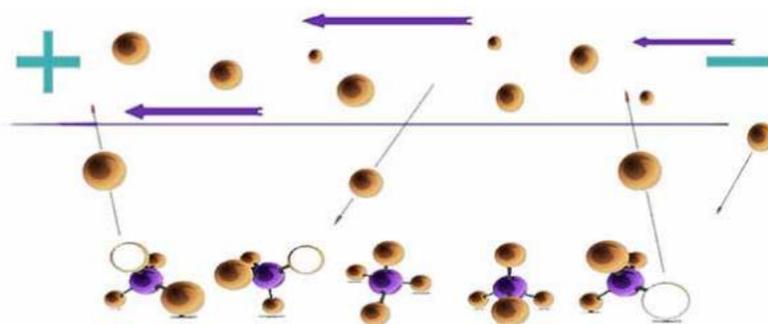
FONTE: Adaptado de Solargis (2018)

2.1.3 Painel fotovoltaico

Além da fonte solar, um elemento muito importante para a geração de energia fotovoltaica é o painel fotovoltaico. Este elemento é responsável pela captação da energia solar fotovoltaica e da geração de eletricidade através do efeito fotovoltaico. Através deste efeito, os fótons que atingem as células fotovoltaicas forçam o desprendimento de elétrons que deixam, em seu lugar, espaços vazios. Esses espaços vazios deixados são novamente preenchidos e os elétrons que se desprendem fluem ordenadamente para o material com ausência de elétrons, neste caso o silício, formando assim uma corrente elétrica (PORTAL SOLAR, 2018).

Essa corrente elétrica é responsável pela energia gerada pelo painel fotovoltaico. Um esquemático desta reação química que ocorre pode ser verificado na FIGURA 5.

FIGURA 5 – FLUXO DE ELÉTRONS NO PAINEL FOTOVOLTAICO



FONTE: Portal Solar (2018)

Para que esse efeito seja observado, é necessário que diferentes materiais sejam utilizados na fabricação desses painéis. O conjunto fotovoltaico é construído através de células fotovoltaicas individuais conectadas por uma faixa condutora muito fina, pela qual haverá o fluxo de elétrons. Uma cobertura de vidro temperado é colocada acima desse conjunto de células para evitar reflexos e proteger essas células, além de uma junção que permite extrair a corrente total gerada do painel para ser então aproveitada. Essas diferentes camadas podem ser observadas na FIGURA 6.

FIGURA 6 – ESTRUTURA DO PAINEL FOTOVOLTAICO

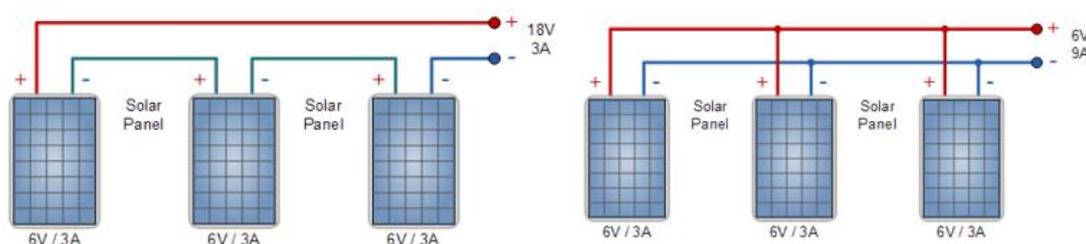


FONTE: Portal Solar (2018)

A partir de então, esses painéis podem ser conectados entre si em série ou em paralelo, a fim de se obter o melhor aproveitamento, baseado na aplicação e especificações do projeto. A configuração em série, assim como em circuitos

elétricos, provoca uma somatória das tensões de cada painel, mantendo-se a mesma corrente em todos eles. Já na conexão em paralelo, a tensão total do sistema é a mesma, mas as correntes são somadas, como observamos na FIGURA 7. Assim, é necessário o conhecimento da aplicação para a melhor configuração do sistema.

FIGURA 7 – CONFIGURAÇÕES DOS PAINÉIS FOTOVOLTAICOS



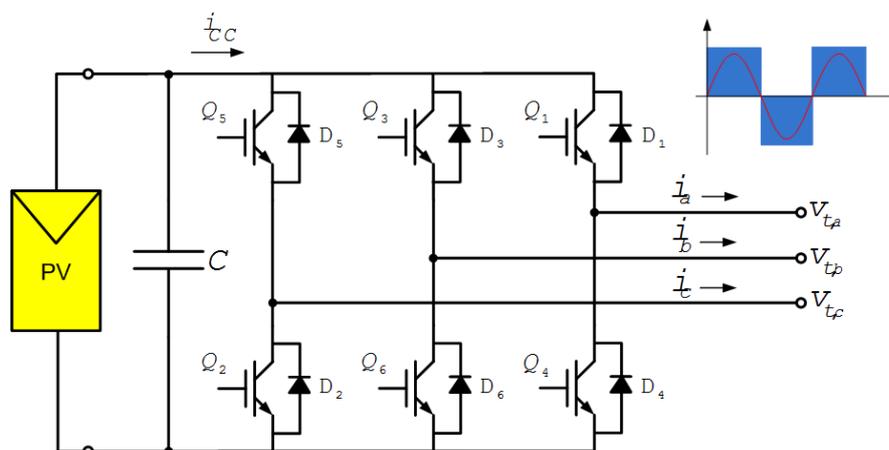
FONTE: Alternative Energy Tutorials (2018)

2.1.4 Inversor de frequência

O inversor de frequência é um elemento bastante importante em um sistema fotovoltaico. Esse componente é responsável por fazer a transformação da energia que provém dos módulos fotovoltaicos em corrente contínua para corrente alternada na forma senoidal (LISITA, 2005, p.36). Esse componente é construído de modo que recebe toda a energia produzida nos painéis fotovoltaicos e, através de um circuito eletrônico, faz a transformação de CC para CA. Isso é necessário porque assim como o sistema da concessionária que receberá parte desta energia produzida pelos painéis fotovoltaicos, a instalação residencial é projetada em corrente alternada, assim como os equipamentos que nela serão conectados. Um esquema de funcionamento do inversor de frequência é mostrado na FIGURA 8. Ele tem em sua composição interruptores semicondutores de potência, funcionando como chaves com um esquema de abertura e fechamento a fim de proporcionar na saída corrente alternada. Normalmente são utilizados IGBTs-*Insulated Gate Bipolar Transistors*, que permitem controlar instantaneamente a condução e o corte em seu início utilizando sinais aplicados ao gatilho (ALMEIDA, 2011). Assim, a energia que entra no inversor de frequência inicialmente em corrente contínua é transformada em

corrente alternada através de constantes chaveamentos que auxiliam na entrega de corrente na forma senoidal, a forma de energia amplamente utilizada.

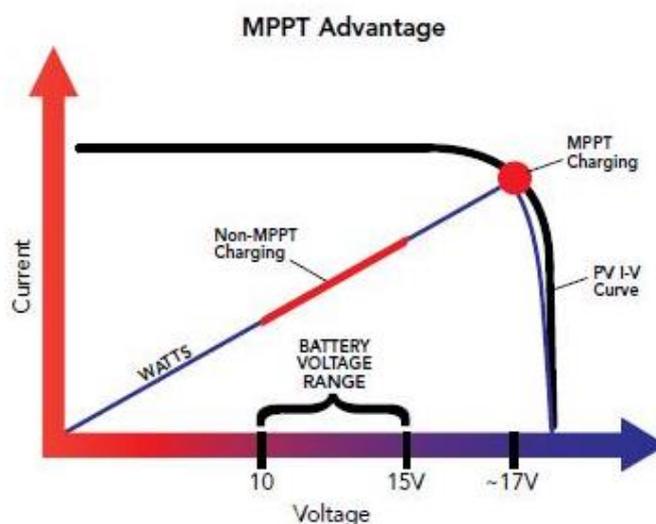
FIGURA 8 – ESQUEMÁTICO DO INVERSOR DE FREQUÊNCIA



FONTE: ALMEIDA (2011)

Além de converter a energia produzida da forma CC para a forma CA, o inversor de frequência utilizado nos sistemas fotovoltaicos tem um componente que auxilia no melhor aproveitamento da energia produzida, o MPPT- *Maximum Power Point Tracking*. Sua importância se dá pelo fato de este ser capaz de localizar o ponto onde o produto tensão x corrente tem o maior valor, como pode ser visto na FIGURA 9. É interessante observar que a tensão e a corrente se comportam de maneira diferente. A tensão aumenta até atingir seu valor máximo e começa a decair após atingir esse ponto; já a corrente aumenta linearmente até o momento em que este máximo de tensão é atingido, começando assim a decair. Daí a importância do MPPT, que localiza o ponto antes de o decaimento ocorrer para garantir que o produto tensão x corrente, ou seja, a potência entregue, seja a maior possível, diminuindo perdas desnecessárias de geração (WIND & SUN, 2018). Temos assim o conjunto que engloba os componentes básicos iniciais para geração de energia fotovoltaica: a fonte solar, os painéis fotovoltaicos e o inversor de frequência, que farão o condicionamento da energia solar fotovoltaica para que seja aproveitada e utilizada pelas cargas às quais estiver conectada. Contudo, os componentes de proteção, que ainda não foram abordados neste trabalho têm um papel muito importante para que a energia gerada seja aproveitada sem riscos e da melhor maneira possível. Por isso, esses aspectos serão abordados na próxima seção.

FIGURA 9 – MPPT – MAXIMUM POWER POINT TRACKING



FONTE: Novergy (2017)

2.1.5 Proteções

Como citado, as proteções utilizadas são muito importantes para garantir o funcionamento de maneira segura do sistema instalado. Usualmente, para a proteção do lado CC são utilizados disjuntores e dispositivos de proteção contra surto-DPS (CAMARGO, 2017).

Disjuntores são dispositivos de manobra que têm por função interromper o circuito elétrico sobre condições normais, para desligamento proposital, além de interrupção em condições específicas, como um curto circuito. São dispositivos eletromecânicos que devem estar associados a um relé para garantir seu funcionamento como dispositivo de proteção (SAMPAIO, 2012). O esquemático de um disjuntor utilizado em proteções residenciais é mostrado na FIGURA 10. Nessa figura, pode ser verificado que os disjuntores são projetados para uma corrente nominal específica. Esse valor de corrente é calculado de acordo com a corrente de curto-circuito da instalação, considerados todos os circuitos e suas capacidades. Além disso, esses dispositivos possuem classes, nomeadas como B, C e D, que estão associadas às curvas características do dispositivo. Essas curvas, por sua vez, consideram o tipo de carga a ser protegida e o tempo necessário para atuação do dispositivo.

FIGURA 10 – DISJUNTOR RESIDENCIAL



FONTE: Os autores (2018)

Além do disjuntor, outro dispositivo de proteção bastante utilizado em projetos fotovoltaicos é o DPS. Esse dispositivo é conectado em paralelo com o circuito a ser protegido para proteções em caso de transientes de sobretensão. Essa sobretensão normalmente está relacionada a uma descarga atmosférica, uma vez que esta causa um surto na rede em um curto espaço de tempo (SCHNEIDER, 2015). Diferentemente do disjuntor, o DPS é projetado para uma tensão máxima definida e uma corrente máxima, uma vez que um surto provoca um aumento expressivo dessas grandezas e esse dispositivo deve estar preparado para proteger a instalação nesta condição anormal. Um DPS normalmente utilizado nesses casos é explicitado na FIGURA 11, em que essas grandezas são mostradas e devem ser observadas. Para instalações residenciais, comumente são utilizados DPSs que suportam algo em torno de 1000 V no lado CC e uma corrente de 40 kA, suficiente para proteção em caso de surtos.

Em modo comum, o DPS conduz a energia à terra, enquanto em modo diferencial essa energia é distribuída entre os condutores vivos.

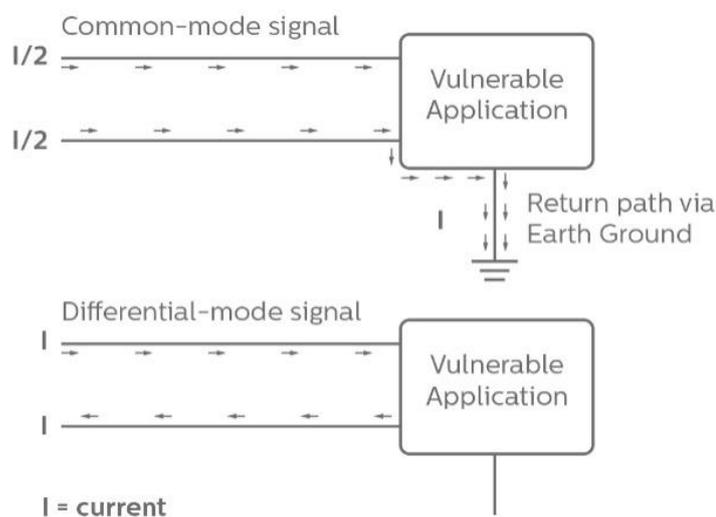
FIGURA 11 – DISPOSITIVO DE PROTEÇÃO CONTRA SURTOS - DPS



FONTE: Os autores (2018)

A FIGURA 12 mostra a diferença de atuação em modo comum e em modo diferencial.

FIGURA 12 – DPS EM MODO COMUM E MODO DIFERENCIAL



FONTE: EE Publishers – Technology and Business for Development (2018)

Além desses dois dispositivos de proteção fundamentais, em alguns casos são inseridos dispositivos fusíveis do lado CC, uma vez que esses têm atuação contra sobrecargas de corrente. A operação do fusível tem por base seu elemento fusível, um condutor de alta resistência que aquece mais que os outros

componentes com a passagem de corrente, provocando sua atuação. O tempo de atuação deste dispositivo está diretamente associado ao módulo da corrente que passa por ele. Sua atuação é baseada no efeito Joule, no qual o calor gerado é proporcional ao quadrado da intensidade da corrente que transita, como mostrado na equação **Erro! Autoreferência de indicador não válida..** Ainda, a corrente para fundir o condutor pode ser calculada utilizando a fórmula de Preece, explicitada na equação (2). Verifica-se que a corrente depende do coeficiente de Preece (próprio de cada material) e do diâmetro do fio do fusível.

$$P = R * I^2 \quad (1)$$

$$I = a * \sqrt{d^3} \quad (2)$$

Observadas as equações Como citado, as proteções utilizadas são muito importantes para garantir o funcionamento de maneira segura do sistema instalado. Usualmente, para a proteção do lado CC são utilizados disjuntores e dispositivos de proteção contra surto-DPS (CAMARGO, 2017).

Disjuntores são dispositivos de manobra que têm por função interromper o circuito elétrico sobre condições normais, para desligamento proposital, além de interrupção em condições específicas, como um curto circuito. São dispositivos eletromecânicos que devem estar associados a um relé para garantir seu funcionamento como dispositivo de proteção (SAMPAIO, 2012). O esquemático de um disjuntor utilizado em proteções residenciais é mostrado na FIGURA 10. Nessa figura, pode ser verificado que os disjuntores são projetados para uma corrente nominal específica. Esse valor de corrente é calculado de acordo com a corrente de curto-circuito da instalação, considerados todos os circuitos e suas capacidades. Além disso, esses dispositivos possuem classes, nomeadas como B, C e D, que estão associadas às curvas características do dispositivo. Essas curvas, por sua vez, consideram o tipo de carga a ser protegida e o tempo necessário para atuação do dispositivo.

FIGURA 10 – DISJUNTOR RESIDENCIAL



FONTE: Os autores (2018)

Além do disjuntor, outro dispositivo de proteção bastante utilizado em projetos fotovoltaicos é o DPS. Esse dispositivo é conectado em paralelo com o circuito a ser protegido para proteções em caso de transientes de sobretensão. Essa sobretensão normalmente está relacionada a uma descarga atmosférica, uma vez que esta causa um surto na rede em um curto espaço de tempo (SCHNEIDER, 2015). Diferentemente do disjuntor, o DPS é projetado para uma tensão máxima definida e uma corrente máxima, uma vez que um surto provoca um aumento expressivo dessas grandezas e esse dispositivo deve estar preparado para proteger a instalação nesta condição anormal. Um DPS normalmente utilizado nesses casos é explicitado na FIGURA 11, em que essas grandezas são mostradas e devem ser observadas. Para instalações residenciais, comumente são utilizados DPSs que suportam algo em torno de 1000 V no lado CC e uma corrente de 40 kA, suficiente para proteção em caso de surtos.

Em modo comum, o DPS conduz a energia à terra, enquanto em modo diferencial essa energia é distribuída entre os condutores vivos.

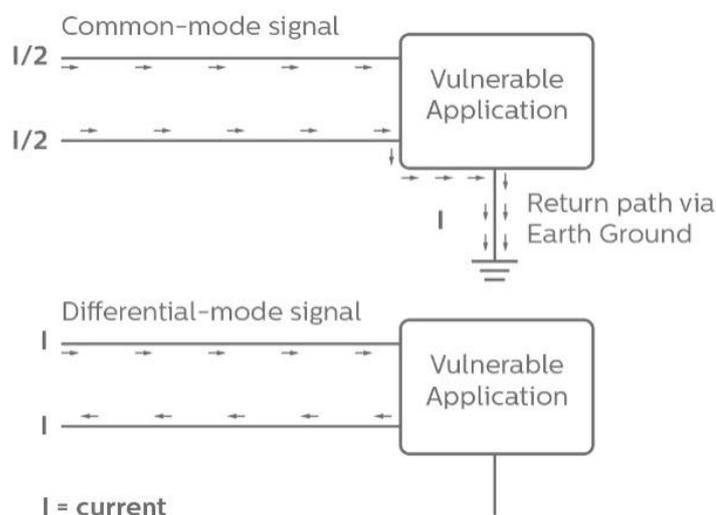
FIGURA 11 – DISPOSITIVO DE PROTEÇÃO CONTRA SURTOS - DPS



FONTE: Os autores (2018)

A FIGURA 12 mostra a diferença de atuação em modo comum e em modo diferencial.

FIGURA 12 – DPS EM MODO COMUM E MODO DIFERENCIAL



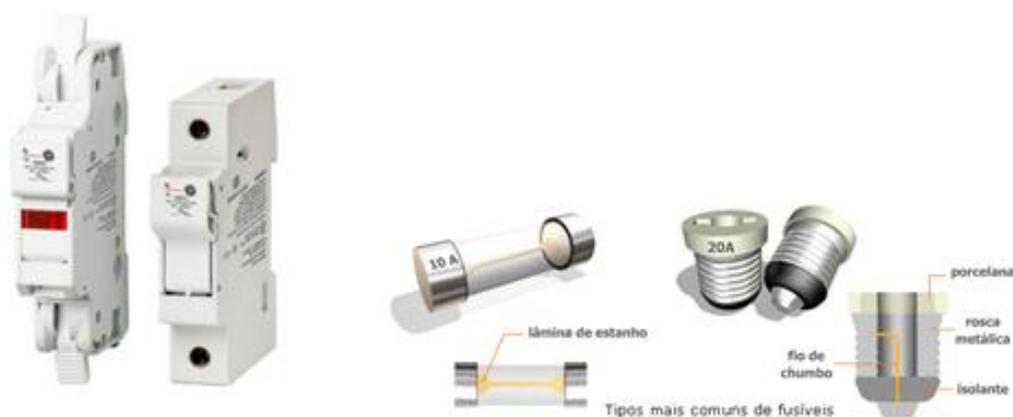
FONTE: EE Publishers – Technology and Business for Development (2018)

Além desses dois dispositivos de proteção fundamentais, em alguns casos são inseridos dispositivos fusíveis do lado CC, uma vez que esses têm atuação contra sobrecargas de corrente. A operação do fusível tem por base seu elemento fusível, um condutor de alta resistência que aquece mais que os outros

componentes com a passagem de corrente, provocando sua atuação. O tempo de atuação deste dispositivo está diretamente associado ao módulo da corrente que passa por ele. Sua atuação é baseada no efeito Joule, no qual o calor gerado é proporcional ao quadrado da intensidade da corrente que transita, como mostrado na equação **Erro! Autoreferência de indicador não válida..** Ainda, a corrente para fundir o condutor pode ser calculada utilizando a fórmula de Preece, explicitada na equação (2). Verifica-se que a corrente depende do coeficiente de Preece (próprio de cada material) e do diâmetro do fio do fusível.

(1) e (2) verificamos que a atuação do fusível está amplamente ligada à corrente que passa por esse fusível, por isso sua principal característica é a atuação em casos de sobrecorrente observada no circuito a ser protegido. Para efeito de ilustração, um fusível e a sua capa de proteção são mostrados na FIGURA 13.

FIGURA 13– ELEMENTO FUSÍVEL E CAPA DO ELEMENTO



FONTE: Os autores (2018)

2.1.6 Dimensionamento do SFVCR

Para o dimensionamento do SFVCR, inicialmente deve-se atentar à inclinação e orientação do local a ser instalado. Atualmente existem algumas fontes que podem ser consultadas a fim de se obter dados relacionados à incidência solar nos mais diversos municípios brasileiros, assim como em localidades de outros países. Uma

das fontes amplamente utilizada para consulta no Brasil é o CRESESB – Centro de Referência para as Energias Solar e Eólica Sérgio de S. Brito, pertencente ao Ministério de Minas e Energia em parceria com a Eletrobrás. Este órgão possui dados atualizados e de fácil consulta sobre a irradiação solar, baseado nas coordenadas da localidade, como mostrado na FIGURA 14.

FIGURA 14– CONSULTA CRESESB

Coordenada Geográfica

Latitude Sul Longitude Oeste

Norte:

graus decimais (00.00°)

graus, minutos e segundos (00°00'00")

FONTE: CRESESB (2018)

Inseridos os dados da localidade em questão, essa plataforma disponibiliza o histórico de irradiação no plano horizontal, na análise com ângulo igual à latitude, na maior média anual para a localidade analisada e a maior média mensal. Cada uma destas análises está associada a um ângulo de inclinação referenciado ao Norte, como exemplificado na FIGURA 15. Esses dados são de grande importância para que possamos analisar a quantidade de painéis necessária para a geração proposta, assim como a potência.

FIGURA 15– HISTÓRICO DE IRRADIAÇÃO CRESESB

#	Ângulo	Inclinação	Irradiação solar diária média mensal [kWh/m ² .dia]												Média	Delta
			Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez		
✓	Plano Horizontal	0° N	5,90	5,89	5,40	4,62	3,68	3,32	3,52	4,47	4,72	5,43	6,15	6,45	4,96	3,13
✓	Ângulo igual a latitude	23° N	5,32	5,61	5,57	5,25	4,55	4,29	4,47	5,31	5,03	5,30	5,61	5,71	5,17	1,42
✓	Maior média anual	20° N	5,43	5,68	5,58	5,21	4,47	4,19	4,38	5,23	5,02	5,35	5,72	5,84	5,18	1,65
✓	Maior mínimo mensal	38° N	4,67	5,10	5,32	5,33	4,82	4,64	4,80	5,50	4,91	4,90	4,96	4,93	4,99	,86

FONTE: CRESESB (2018)

Dada a irradiação, outro parâmetro importante para o dimensionamento é o conhecimento do consumo da unidade consumidora analisada. Para isso, se faz necessária a análise do histórico de consumo que usualmente é considerado a partir do histórico anual. Para comprovação, é importante a análise, ainda, do consumo de 2 ou 3 anos anteriores à instalação, já que o perfil de consumo é sazonal e as variações sazonais ano a ano podem ser comprovadas ou verificada a média para

um dimensionamento mais confiável. Esses dados podem ser adquiridos a partir da fatura de energia elétrica disponibilizada pela concessionária de energia, tanto para consumidores residenciais como para consumidores de outras classes.

A conexão com a concessionária é possível de forma monofásica, bifásica ou trifásica. Esta conexão varia de acordo com a demanda do consumidor, uma vez que existe a possibilidade de escolha no momento da contratação. Para cada tipo de conexão, existe uma tarifa mínima a ser faturada, mesmo que não haja consumo que exceda este valor no mês analisado. Essa tarifa mínima recebe o nome de custo por disponibilidade, e é prevista pela Resolução 414 Seção V Art. 98 da ANEEL. Para a conexão monofásica, o faturamento mínimo é de 30 kWh, para a bifásica é de 50 kWh e no caso trifásico, de 100 kWh.

O painel fotovoltaico é o componente que fará a captação da irradiação para geração de energia. Assim, o conhecimento da área desse componente é diretamente proporcional à quantidade de energia produzida. Usualmente, os painéis fotovoltaicos têm dimensões retangulares e sua área pode ser calculada de maneira simples, utilizando geometria, como mostrado na equação (3). Como o painel tem dimensões de metro, a área é dada em metros quadrados.

Embora a área do painel seja dada, infelizmente esse componente, hoje, possui eficiência baixa, o que faz com que grande parte da irradiação incidente não seja aproveitada para conversão em energia elétrica.

$$A = l * c \quad (3)$$

A eficiência dos painéis fotovoltaicos disponíveis no mercado atualmente na produção em série gira entre 7,5% e 14%, como pode ser observado na TABELA 1

TABELA 1– EFICIÊNCIA DE PAINÉIS FOTOVOLTAICOS

Material	Eficiência		
	Máxima Teórica	Em laboratório	Produção em série
Silício Mono	24,70%	18%	14%
Silício Poli	19,80%	15%	13%
Silício Amorfo	15%	10,50%	7,50%
CIGS	18,80%	14%	10%
CdTe	16,40%	10%	9%

FONTE: Adaptado de Souza (2017)

Além da eficiência do painel fotovoltaico, deve ser observada a eficiência do sistema como um todo, considerando as perdas em todos os equipamentos e componentes que fazem parte do sistema fotovoltaico como um todo. Este é um dado muito importante para o dimensionamento, uma vez que devemos esperar um rendimento menor do que informado por cada equipamento separado. Para isso, foram utilizados valores propostos por MIRANDA, 2014 e mostrados na TABELA 2. Nesses valores são consideradas as perdas nos módulos, condutores, MPPT e conexões, além das perdas por temperatura e sujeira, entre outros. Dessa maneira, podemos ter uma visão geral das perdas do sistema para um dimensionamento mais próximo do real e projetar a quantidade de painéis para a produção mais próxima possível da esperada.

TABELA 2– EFICIÊNCIA DO SISTEAM FOTOVOLTAICO

Perda	Valor Considerado	Variações da perda
Desvio no rendimento nominal do módulo (dados de placa) e da irradiação de 1000 W/m ²	2,5%	-5% a 10%
Temperatura no módulo	3,5%	-3% a 6%
Perdas nos condutores do lado CC	2%	1% a 3%
Perdas nos condutores do lado CA	1%	0,7% a 2%
Eficiência do Inversor na conversão	1,5%	1% a 15%
Mismatch do MPPT	2%	1,5% a 3%
Sombreamento	0%	0% a 100%
Diodos e Conexões	0,5%	0,3% a 1%
Transformadores (como os de isolamento no inversor, por exemplo)	2%	2% a 4%
Sistema Solar-Tracking	0%	0% a 2%
Degradação na incidência solar inicial	1%	1% a 10%
Indisponibilidade do sistema	0%	0% a 0,5%
Sujeira nos módulos	2%	2% a 25%
Total de perdas: 18%		

FONTE: Adaptado de Miranda (2014)

Dados estes fatores, podemos agrupá-los para o cálculo do número de painéis necessários para suprir a demanda do projeto em questão. Este cálculo pode ser realizado utilizando a equação (4) de MIRANDA, 2014, que foi adaptada.

$$N_{\text{painéis}} = \frac{(\text{Consumo_mensal} - \text{Cobrança_mínima}) / d_{\text{médio}}}{A * \eta * E_{\text{média}} * p} \quad (4)$$

Onde:

$N_{\text{painéis}}$ é o número de painéis necessário para suprir a demanda;

Consumo_mensal corresponde ao consumo de energia em kWh da UC analisada;

Cobrança_mínima é o custo por disponibilidade em kWh;

$d_{\text{médio}}$ é a média de dias em um mês assumindo 365 dias no ano $d_{\text{médio}} = 30,41$;

A é a área em m² do painel fotovoltaico;

η é o percentual da eficiência do painel fotovoltaico;

$E_{\text{média}}$ é a irradiação solar diária média da localidade em kWh/m². dia;

p são as perdas totais do sistema fotovoltaicos.

Desse modo, é possível determinar a quantidade de painéis com base nas especificações de irradiação, perdas e consumo da UC. Além disso, podemos determinar a potência instalada a partir da quantidade de painéis, uma vez que cada painel fotovoltaico possui uma potência de pico e a multiplicação deste valor pela quantidade de painéis nos dá esta grandeza, como mostrado na equação (5). O conhecimento da potência instalada e do número de painéis fotovoltaicos nos fornece informações tanto da área necessária para a instalação dos módulos quanto para a determinação do inversor de frequência que deve ser instalado a fim de garantir o funcionamento do sistema.

$$P_{\text{inst}} = N_{\text{Painéis}} * P_{\text{Painel}} \quad (5)$$

Onde P_{inst} é a potência instalada, $N_{Painéis}$ é o número de painéis utilizados e P_{Painel} é a potência de cada painel fotovoltaico utilizado.

Atualmente estão disponíveis no mercado diversos inversores de frequência para sistemas fotovoltaicos, com potências que variam entre 1kW a 10 kW quando aplicados a consumidores residenciais. Contudo, existem inversores de potências superiores, além de micro inversor, com potências bastante baixas e de aplicação específica. Conhecidos estes parâmetros, é possível a elaboração de memorial descritivo, diagramas e análise da área de instalação do sistema a fim de garantir um projeto bem sucedido e que atenda às normas da concessionária de energia.

2.1.7 Avaliação do sistema

Para análise e avaliação do desempenho de sistemas fotovoltaicos, internacionalmente são utilizados parâmetros que fornecem índices de avaliação que associam a potência e geração a fim de fornecer uma visão do sistema como um todo. Os parâmetros normalmente utilizados são o YIELD, a *Performance Ratio* e o Fator de Capacidade (BICALHO et al., 2018). Esses fatores são calculados de acordo com algumas especificações do sistema e usualmente são referenciados a um período fixo que pode ser de quinzenal, mensal, anual ou em qualquer intervalo em que se deseja realizar a análise.

O YIELD , ou produtividade, mostra a relação entre a energia gerada (kWh) e a potência instalada (kW). Esse fator explicita a quantidade de horas necessárias para que seja gerada a mesma energia caso o sistema operasse por todo o tempo com potência máxima (BICALHO et al., 2018). A equação **Erro! Autoreferência de indicador não válida.** mostra esta relação.

$$Y = \frac{E_G}{P} \quad (6)$$

Onde:

E_G é a energia gerada em um determinado período de tempo em kWh;

Y corresponde ao YIELD dado em horas;

P é a potência total instalada do sistema fotovoltaico.

Outro fator analisado é o *Performance Ratio*, ou taxa de desempenho que fornece a relação entre a produtividade e o número de horas em que se tem sol pleno. Esse fator é dado em % e quanto maior seu valor melhor a taxa de desempenho. Ainda, através dele, podem ser detectadas falhas por aquecimento, ineficiência e sombreamento, além de falhas no sistema como um todo (BICALHO et al., 2018). Esta relação é mostrada na equação (7). Para este cálculo, é necessário considerar o número de horas de sol pleno, que é o número de horas nas quais houve uma irradiância solar constante e igual a 1000 W/m², utilizando o valor médio do período analisado (ALVES, 2016).

$$PR = \frac{Y}{H_{sp}} * 100 \quad (7)$$

Onde:

PR é a *Performance Ratio*, em %;

H_{sp} é a quantidade de horas de sol pleno para geração de energia.

Segundo a SMA SOLAR (2018), sistemas fotovoltaicos eficientes chegam a alcançar valores de Performance Ratio próximos ou até superiores a 80%.

Ainda, para avaliação de desempenho, é utilizado o Fator de Capacidade, que expressa a relação entre a energia que foi gerada e a que seria gerada caso houvesse potência nominal por todo o tempo. Podemos então ter uma ideia da proporção de semelhança entre o sistema real e a capacidade máxima do sistema (BICALHO et al., 2018). Essa relação pode ser verificada na equação (8).

$$FC = \frac{E_G}{P * h * n} * 100 \quad (8)$$

Onde:

FC é o Fator de capacidade, em %;

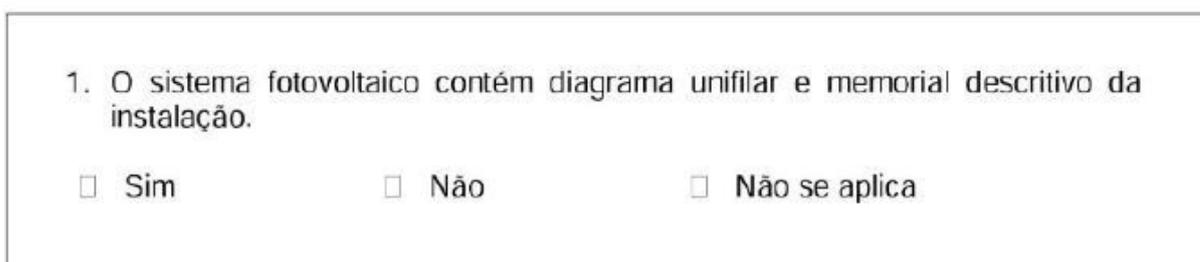
h é a quantidade de horas úteis no dia para a geração energia pelos painéis fotovoltaicos;

n é a quantidade de dias do período de tempo analisado.

É importante observar que o fator de capacidade para irradiação solar no Brasil deve estar entre 13% e 18%, pois esse é o intervalo esperado (BENEDITO, 2009). Esses fatores mostram parâmetros que indicam a relação de produção e potência a fim de fornecer uma visão da geração como um todo.

Para avaliação da instalação, tanto em quesitos de adequação à legislação vigente quanto de manutenção e projeto, foi proposta uma lista de verificações por HIOKI & AMARANTE, 2017, em que podem ser verificadas características de projeto, instalação, segurança e saúde e manutenção do sistema, a fim de ter uma visão geral do sistema instalado e auxiliar em ações a serem tomadas de forma preventiva ou corretiva, evitando que o mesmo apresente falhas decorrentes da negligência de fatores de fácil correção. Essa lista de verificações abrange perguntas de múltipla escolha com recomendações de ação no caso de verificação de alguma irregularidade e o procedimento a seguir para cada tópico analisado. Dessa forma, o sistema pode ser analisado assim que sua instalação for concluída e o acompanhamento pode ser realizado a qualquer momento, uma vez que esta documentação estará disponível para futuras verificações de qualquer pessoa interessada. Um exemplo de pergunta da lista de verificações proposta é mostrado na FIGURA 16.

FIGURA 16– EXEMPLO DE UMA QUESTÃO DA LISTA DE PROCEDIMENTOS



1. O sistema fotovoltaico contém diagrama unifilar e memorial descritivo da instalação.

Sim Não Não se aplica

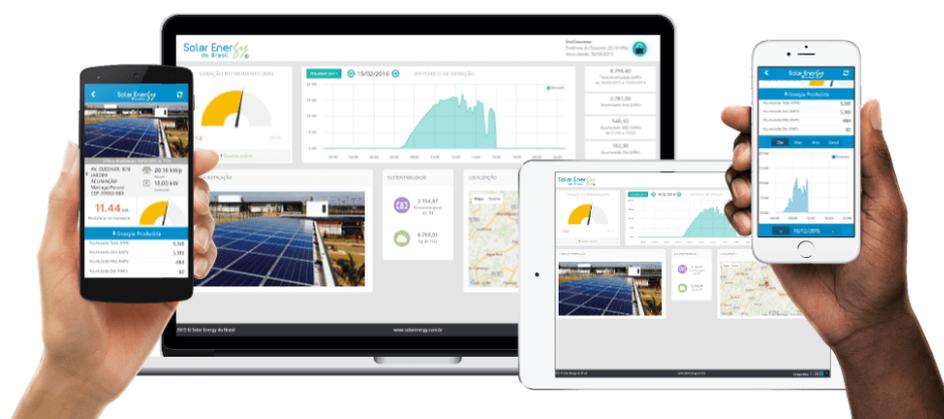
FONTE: Hioki & Amarante (2017)

Seguidos esses procedimentos propostos pela literatura, podemos tanto verificar o desempenho do sistema instalado quanto verificar a instalação a fim de garantir um bom desempenho desse sistema e evitar problemas de operação.

Após a instalação do sistema, ele pode ser acompanhado e avaliado de maneira rápida através de seu monitoramento em tempo real. Isso é possível nos

sistemas fotovoltaicos atuais devido à incorporação de módulos conectados ao inversor que sintetizam as informações de geração e são transmitidos para as mais diversas interfaces em tempo real. Um exemplo de interfaces de monitoramento é mostrado na FIGURA 17. Este acompanhamento pode ser realizado através de aplicativo de celular ou através de uma página web, a critério do fornecedor do inversor. Tanto a produção de energia quanto a potência podem ser visualizadas com o monitoramento disponibilizado. Ainda, é possível visualizar dados históricos, que permitem inferir e agir sobre o sistema instalado.

FIGURA 17– EXEMPLO DE MONITORAMENTO DO SISTEMA



FONTE: MERCADO SOLAR (2018)

2.1.8 Análise financeira

A realização de uma análise financeira em projetos fotovoltaicos é necessária à medida em que este é um investimento a ser despendido. Assim, como todo investimento, é importante saber seu retorno e compará-lo com outros investimentos disponíveis, a fim de verificar sua atratividade. Índices como *Payback* (simples ou descontado), Valor Presente Líquido (VPL) e a Taxa Interna de Retorno (TIR) são amplamente utilizados nas mais diversas análises econômicas devido à sua característica de comparação e quantização de valores decisivos para investimento.

O *Payback* analisado para investimentos pode ser o simples ou o descontado. O *Payback*, tanto simples quanto o descontado mostram o retorno do investimento

do projeto, ou seja, o tempo que demora para que o investimento “se pague”. O *Payback* Simples é de fácil aplicação, fácil interpretação, mostra o risco e a liquidez do investimento (EICK, 2010). Seu cálculo mostra o tempo em que o investimento terá seu retorno, de maneira simplificada, da forma mostrada na equação (9). A diferença entre este e o *Payback* Descontado está no fato de que o *Payback* descontado considera o custo do dinheiro no tempo, ou seja, a variação do custo de investimento no decorrer do tempo em que o investimento está sendo analisado, comparado com uma taxa de atratividade, como mostrado na equação (10).

$$\text{Payback_simples} = \frac{\text{Investimento_Inicial}}{\text{Ganhos/Fluxos_no_período_analisado}} \quad (9)$$

$$\text{Payback_descontado} = \frac{1}{(1+t)^n} \quad (10)$$

Onde t é a taxa mínima de atratividade (TMA) e n é o período analisado, de maneira simplificada.

O Valor Presente Líquido, ou VPL, é a diferença entre o valor presente das entradas do projeto e o seu investimento inicial (DASSI et al., 2015). Esse método considera o valor do dinheiro no tempo e o custo do capital. Assim, dado um fluxo de caixa com o investimento inicial e consequentes entradas e saídas, seu deslocamento para o tempo presente mostra o valor atual do investimento futuro. Esse valor deve ser positivo e, quanto maior, melhor o investimento. O cálculo pode ser realizado de acordo com a equação (11).

$$\text{VPL} = \sum_{n=1}^{n=N} \frac{F_{Ct}}{(1+i)^n} \quad (11)$$

Além desse recurso, a Taxa Interna de Retorno, TIR, que mostra a taxa de retorno exigida no projeto, que zera o valor do VPL (DASSI et al., 2015), é também utilizada em análises econômicas para sua comparação com taxas de investimento disponíveis a fim de mostrar a atratividade do projeto. Seu cálculo considera a equação (10), onde i é a TIR, considerando $\text{VPL} = 0$ e subtraindo o investimento

inicial conforme equação (12). Ferramentas como Excel e Calculadoras Financeiras auxiliam no cálculo dessa taxa e podem ser utilizadas para esta finalidade.

$$VPL = 0 = \sum_{n=1}^{n=N} \frac{F_{Ct}}{(1+i)^n} - \text{investimento}_{\text{inicial}} \quad (12)$$

2.2 NORMAS E REGULAMENTOS PARA SFVCR

As recomendações a serem seguidas a fim de atender normas e critérios pertinentes à instalação de sistemas fotovoltaicos conectados à rede devem obedecer às resoluções tanto da ANEEL quanto da concessionária local. Estas recomendações visam garantir que a energia produzida terá uma boa qualidade e obedecerá a critérios que diminuirão os riscos deste tipo de empreendimento (Hioki & Amarante, 2017).

São elas:

- A Resolução Normativa nº 482 da ANEEL, de 17 de abril de 2012, que estabelece em linhas gerais as condições para o acesso de micro e minigeração distribuída. Com base em normas internacionais e nacionais modificadas, estabelece as condições mínimas para que se atinja a qualidade e desempenho dos sistemas fotovoltaicos em questão;
- A ABNT NBR 5410: instalações Elétricas de Baixa tensão, que estabelece as condições impostas a instalações elétricas de baixa tensão para que seja garantida a segurança de pessoas e animais, assim como a manutenção dos bens e o bom funcionamento da instalação;
- A ABNT NBR 16274: sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede, que estabelece os requisitos mínimos para que seja documentada, inspecionada e avaliada a instalação de sistema fotovoltaico;
- A NTC 905200: acesso de Micro e Minigeração Distribuída ao Sistema da COPEL, que fornece os requisitos para que os geradores de energia elétrica que estejam conectados tenham acesso e possam utilizar os Sistema de Compensação.

Além destas normas, devem ser observadas a NR 10, que trata da segurança em serviços de eletricidade, a NBR 5419 a respeito de proteção contra descargas atmosféricas, a NBR 16149, sobre as características de interface de conexão com a rede elétrica de distribuição, a NBR 16274, entre outras, desenvolvidas a fim de auxiliarem o alcance de resultados satisfatórios para projetos nessa área.

3 MATERIAL E MÉTODOS

Serão apresentados, neste capítulo, os materiais e também os métodos utilizados para a elaboração e desenvolvimento deste trabalho.

3.1 MATERIAIS

A realização desse trabalho exigiu o uso de alguns materiais a fim de se alcançar os resultados esperados.

Na etapa de projeto, foram utilizados alguns *softwares*, como o AutoCAD, para confecção dos diagramas, juntamente com o plug-in PVSuiteBR. Ainda, para a análise financeira, usou-se essencialmente o Excel, ferramenta do pacote Office, disponibilizado pela Microsoft.

FIGURA 18– SOFTWARES UTILIZADOS NA ETAPA DE PROJETO



FONTE: Os autores (2018)

Na etapa de instalação do sistema fotovoltaico foram utilizados equipamentos de proteção individual (EPI) e ferramentas que auxiliaram na fixação dos painéis, inversor e dispositivos de proteção. Os EPIs utilizados incluem capacete, luva, óculos cinta com trava quedas e botas. Estes equipamentos estão em conformidade com a NR-35 e NR-10 e todos os envolvidos nesta etapa os utilizaram.

FIGURA 19– EPIs UTILIZADOS



FONTE: Os Autores (2018)

Ainda na fase de instalação do sistema, algumas ferramentas foram necessárias, tais como: furadeira, parafusadeira, escada e corda, além de outras ferramentas menores como alicate, parafusos e chave de fenda.

FIGURA 20– FERRAMENTAS UTILIZADAS



FONTE: Os autores (2018)

Além das ferramentas citadas, durante várias etapas do projeto e instalação foi necessária a medição do telhado com auxílio de uma trena, verificação da orientação através de uma bússola, o aferimento do ângulo do telhado com um transferidor, além da verificação de parâmetros elétricos de tensão e corrente, utilizando um multímetro e um amperímetro alicate.

FIGURA 21– FERRAMENTAS AUXILIARES

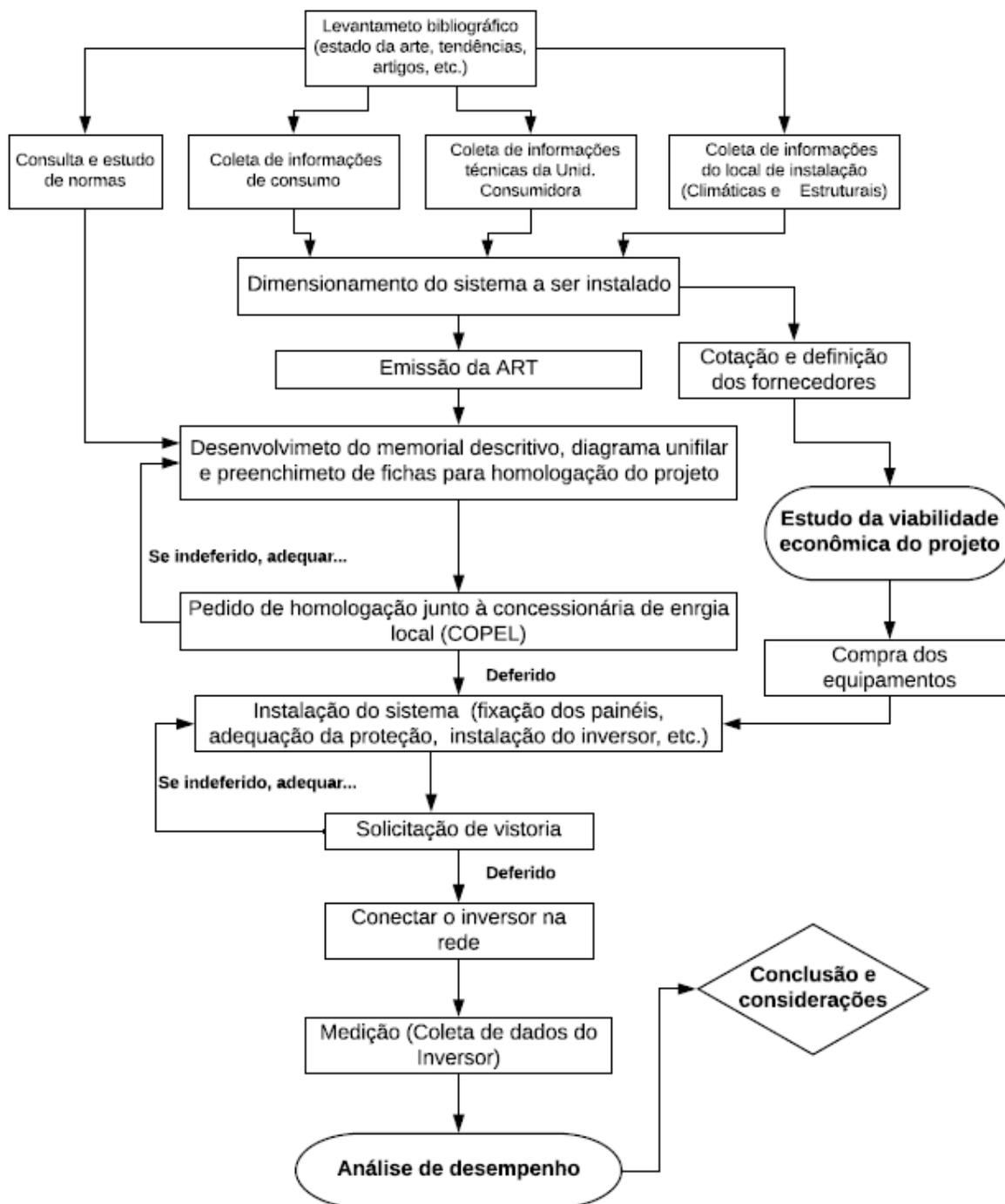


FONTE: Os autores (2018).

3.2 MÉTODOS

O trabalho proposto segue a metodologia apresentada na FIGURA 22, que apresenta os passos para alcance dos objetivos.

FIGURA 22– FLUXOGRAMA



FONTE: Os Autores (2018)

4 APRESENTAÇÃO DOS RESULTADOS

Neste capítulo será apresentado um conjunto de resultados referentes ao desenvolvimento deste trabalho.

4.1 PROJETO

4.1.1 ANÁLISE DE CONSUMO

Para o dimensionamento do sistema fotovoltaico foi considerado o consumo de energia médio mensal da unidade. Para o caso em estudo, o dimensionamento foi realizado para um consumo de 600 kWh/mês a pedido da unidade consumidora, que pretende expandir sua demanda por energia nos próximos meses. Os dados para do consumo de energia mensal podem ser encontrados na fatura de energia, conforme FIGURA 23, bem como seu tipo de conexão com a rede que neste caso é bifásica e seu nível de tensão contratada de 127 / 220 Volts na categoria residencial, que exige a necessidade de uma potência contratada conforme resolução da COPEL.

FIGURA 23– RECORTE DA FATURA DE ENERGIA - COPEL

Informações Técnicas												
No. Medidor: 0940733290 - BIFÁSICO										Mes Referência: 07/2018		
Leitura Anterior	Leitura Atual	Medido	Constante de Multiplicação	Total Faturado	Consumo Médio/Dia	Data Apresentação						
07/06/2018	09/07/2018	32 dias	1,00	459 kWh	14,34 kWh	09/07/2018						
63026	83486	459 kWh										
Proxima Leitura Prevista: 08/08/2018				RESIDE/RESIDENCIAL								
Indicadores de Qualidade											AB (1 5,67,0)	
Conjunto: LOANDA			Mes 05/2018				Tensão Contratada:					
	DIC	FIC	DMIC	EUSD (R\$)	127 / 220 volts							
Realizado Mensal:	0,00 h	0,00	0,00 h	97,53	Limite faixa adequada de Tensão:							
Limite Mensal:	5,31 h	3,30	3,03 h		117 - 133 / 202 - 231 volts							
Limite Trimestral:	10,62 h	6,60										
Limite Anual:	21,25 h	13,20										
MES	06/18	05/18	04/18	03/18	02/18	01/18	12/17	11/17	10/17	09/17	08/17	07/17
CONS	427	510	497	460	400	490	396	428	447	392	407	376
PGTO	26/06	21/06	18/04	26/03	22/02	19/01	14/12	09/11	11/10	18/09	15/08	14/07

FONTE: Os Autores (2018)

Conforme resolução da concessionária, o consumo mínimo para clientes residenciais bifásicos é de 50 kWh/mês, ou seja, mesmo que o sistema seja dimensionado e gere um montante superior a este valor, ocorrerá o pagamento do custo por disponibilidade.

Com base nessas informações, a TABELA 3 mostra os dados de consumo dimensionado e real, já descontado o custo por disponibilidade da concessionária.

TABELA 3– CONSUMO MÉDIO E CONSUMO DIMENSIONADO

Parâmetros	jan/18	fev/18	mar/18	abr/18	mai/18	jun/17	jul/17	ago/17	set/17	out/17	nov/17	dez/17
Consumo de energia dimensionado [kWh/mês]	550	550	550	550	550	550	550	550	550	550	550	550
Consumo médio real	490	400	450	497	510	427	376	407	392	447	428	395

FONTE: Os autores (2018)

4.1.2 Irradiação solar do local

O projeto do SFVCR foi instalado na cidade de Loanda, localizada na região noroeste do estado do Paraná, cuja radiação solar diária média mensal corresponde a $E_{média} = 4,99 \text{ kWh}/m^2.dia$. Este dado foi retirado programa SunData disponibilizado pelo CRESESB como pode ser visto na FIGURA 24.

FIGURA 24– IRRADIAÇÃO SOLAR DIÁRIA MÉDIA DE LOANDA-PR

Estação: Loanda
Município: Loanda , PR - BRASIL
Latitude: 22,901° S
Longitude: 53,149° O
Distância do ponto de ref. (22,923056° S; 53,137222° O) :2,7 km

#	Ângulo	Inclinação	Irradiação solar diária média mensal [kWh/m ² .dia]												
			Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Média
✓	Plano Horizontal	0° N	5,97	5,95	5,42	4,65	3,70	3,36	3,55	4,48	4,75	5,45	6,17	6,51	4,99
✓	Ângulo igual a latitude	23° N	5,38	5,67	5,59	5,29	4,67	4,35	4,51	5,32	5,06	5,32	5,63	5,75	5,20
✓	Maior média anual	20° N	5,49	5,74	5,60	5,24	4,49	4,25	4,41	5,24	5,05	5,37	5,74	5,89	5,21
✓	Maior mínimo mensal	38° N	4,72	5,15	5,34	5,37	4,84	4,71	4,83	5,51	4,95	4,92	4,97	4,97	5,02

FONTE: Programa SunData – (CRESESB 2018)

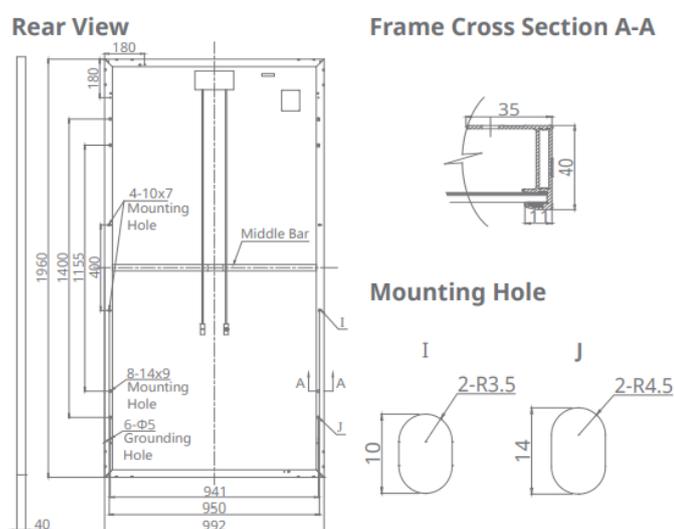
Os painéis fotovoltaicos foram instalados em duas *strings* diferentes, uma orientada pra o Norte, com inclinação de 22°, e outra para o oeste, com mesma inclinação.

Como não foram encontrados dados de irradiação solar para estas orientações e inclinação, utilizaram-se para o dimensionamento do SFV os dados de irradiação para o plano horizontal, pois este tem a menor média se comparada com os dados obtidos para o plano inclinado.

4.2 DIMENSIONAMENTO

Para o dimensionamento e a realização do projeto foi utilizado o *software* AutoCAD e um *plug-in* para sistemas fotovoltaicos, o PVSuiteBR. Inicialmente foi necessário determinar qual painel solar seria utilizado. Neste trabalho, optou-se por utilizar o painel solar fabricado pela *Canadian Solar*, modelo CS6U-330P, com potência de 330 Wp. A escolha deste painel solar está atrelada à disponibilidade do fornecedor do kit gerador fotovoltaico adquirido. Vale ressaltar que este painel tem uma das melhores eficiências entre os disponíveis no mercado, o que garante um melhor aproveitamento na conversão de energia. Ele é fabricado com silício poli cristalino com rendimento de 16,97% e suas dimensões são mostrados na FIGURA 25.

FIGURA 25 - DIMENSÕES DO PAINEL SOLAR



FONTE: CANADIAN SOLAR (2018)

A área do painel fotovoltaica pode ser calculada de forma simples, conforme equação (3).

$$A = l * c$$

$$A = 1,960 * 0,992$$

$$A = 1,944 \text{ m}^2$$

As especificações técnicas, bem como a eficiência $\eta = 0,1697$ do painel solar são mostradas na FIGURA 26 e podem ser consultadas no ANEXO 2.

FIGURA 26 - DADOS DO PAINEL SOLAR

CS6U	315P	320P	325P	330P
Nominal Max. Power (Pmax)	315 W	320 W	325 W	330 W
Opt. Operating Voltage (Vmp)	36.6 V	36.8 V	37.0 V	37.2 V
Opt. Operating Current (Imp)	8.61 A	8.69 A	8.78 A	8.88 A
Open Circuit Voltage (Voc)	45.1 V	45.3 V	45.5 V	45.6 V
Short Circuit Current (Isc)	9.18 A	9.26 A	9.34 A	9.45 A
Module Efficiency	16.20%	16.46%	16.72%	16.97%
Operating Temperature	-40°C ~ +85°C			
Max. System Voltage	1500 V (IEC) or 1500 V (UL)			
Module Fire Performance	TYPE 1 (UL 1703) or CLASS C (IEC 61730)			
Max. Series Fuse Rating	15 A			
Application Classification	Class A			
Power Tolerance	0 ~ + 5 W			

FONTE: CANADIAN SOLAR (2018)

A equação (4) foi utilizada para calcular a quantidade de painéis fotovoltaicos necessários na instalação.

$$N_{\text{painéis}} = \frac{(\text{Consumo}_{\text{mensal}} - \text{Cobrança}_{\text{mínima}}) / d_{\text{médio}}}{A * \eta * E_{\text{média}} * p}$$

Para este cálculo, foi adotada eficiência do SFV de $p = 0,82$, ou seja, 18% de perda conforme proposto por MIRANDA, 2014 e mostrados na TABELA 2. Foi utilizado no dimensionamento o $\text{Consumo}_{\text{mensal}} = 600$ conforme solicitado pela unidade consumidora, já a $\text{Cobrança}_{\text{mínima}} = 50$ foi definida com base na conexão com a rede, neste caso, bifásica.

Como o dimensionamento do sistema leva em consideração a irradiação solar média diária, se faz necessário o uso do fator $d_{médio} = 30,41$ que representa a média de dias em um mês, considerando um ano de 365 dias.

$$N_{\text{painéis}} = \frac{(600 - 50) / 30,41}{1,944 * 0,1697 * 4,99 * 0,82}$$

$$N_{\text{painéis}} = 13,38 \rightarrow 14$$

$$N_{\text{painéis}} = 14$$

A quantidade de painéis fotovoltaicos é arredondada para cima a fim de garantir que a energia gerada seja suficiente para atender o consumo de energia dimensionado. Em posse deste valor e sabendo que cada painel possui potência $P_{\text{Painel}} = 330W$ foi calculado a potência instalada do sistema fotovoltaico pela equação (5)

$$P_{\text{inst}} = N_{\text{Painéis}} * P_{\text{Painel}}$$

$$P_{\text{inst}} = 14 * 330$$

$$P_{\text{inst}} = 4,62kW$$

O inversor fotovoltaico foi escolhido com base na potência instalada do sistema. Para este projeto foi utilizado um inversor da fabricante NHS, modelo NHS SOLAR-5K-GDM1 que possui potência máxima de operação na entrada CC de 6,5 kW. Suas demais características técnicas são mostradas no ANEXO 3.

A fim de verificar se quantidade de painéis fotovoltaicos calculados é suficiente para atender à demanda, o valor das perdas totais do sistema foi alterado para $p = 0,813$, pois a eficiência do inversor é de 97,8%. O cálculo é mostrado na equação (4).

$$N_{\text{painéis}} = \frac{(600 - 50) / 30,41}{1,944 * 0,1697 * 4,99 * 0,813}$$

$$N_{\text{painéis}} = 13,51 \rightarrow 14$$

Portanto, o aumento das perdas totais do sistema devido à eficiência do inversor não afetou a quantidade de painéis que foram utilizados na instalação.

Dadas as limitações da área do telhado, os painéis fotovoltaicos foram instalados em duas orientações diferentes, ou seja, duas *strings*: uma com 5 painéis voltados para o norte, com inclinação de 22° e a outra com 9 painéis para o oeste com mesma inclinação, como mostra a FIGURA 27.

FIGURA 27– DISPOSIÇÃO DOS PAINÉIS FOTOVOLTAICOS DA INSTALAÇÃO



FONTE: Os autores (2018)

Para verificação das limitações da instalação em relação aos parâmetros de corrente e tensão do MPPT associados ao inversor, foi utilizado o *plug-in* para sistemas fotovoltaicos PVSuiteBR, como mostrado na FIGURA 28 e FIGURA 29.

FIGURA 28– DIMENSIONAMENTO DA STRING 1

Inversor Fabricante = NHSSOLAR Modelo = SOLAR-5K-GDM1		Potencia (Inversor) Suportada = 6500 Wp Instalada = 4620 Wp Status = OK	
Módulo Fabricante = CANADIAN SOLAR Modelo = CS6U-330P Potencia = 330 Wp VMP = 37.2 Vmp ISC = 9.45 Isc		Tensão (Inversor / string) Mínima = 120 Vcc Máxima = 580 Vcc Instalada = 186 Vcc Status = OK	
TRANSFORMADOR (Clique na imagem) 			
MPPT Nº 1 Nº 2		STRINGS Nº 1	
<input type="radio"/> PAR. <input checked="" type="radio"/> INDEP.		CONFIGURAÇÕES GERAIS Qtd. módulos no inversor: 14 <input checked="" type="checkbox"/> Qtd. módulos na MTTP nº 1: 5 <input checked="" type="checkbox"/> PROTEÇÃO RESET	
		CONFIGURAÇÕES DA MPPT String nº 1 Qtd. módulos: 5 <input checked="" type="checkbox"/> Inclinação: 22° <input checked="" type="checkbox"/> Orientação: 0° - NORTE <input checked="" type="checkbox"/>	
Local / dados solarimétricos ESTADO: PR CIDADE: LOANDA			
FECHAR EFICIÊNCIA MISMATCH PERDAS E GERAÇÃO			

FONTE: Os autores (2018)

FIGURA 29– DIMENSIONAMENTO DA STRING 2

Inversor Fabricante = NHSSOLAR Modelo = SOLAR-5K-GDM1		Potencia (Inversor) Suportada = 6500 Wp Instalada = 4620 Wp Status = OK	
Módulo Fabricante = CANADIAN SOLAR Modelo = CS6U-330P Potencia = 330 Wp VMP = 37.2 Vmp ISC = 9.45 Isc		Tensão (Inversor / string) Mínima = 120 Vcc Máxima = 580 Vcc Instalada = 334.8 Vcc Status = OK	
TRANSFORMADOR (Clique na imagem) 			
MPPT Nº 1 Nº 2		STRINGS Nº 1	
<input type="radio"/> PAR. <input checked="" type="radio"/> INDEP.		CONFIGURAÇÕES GERAIS Qtd. módulos no inversor: 14 <input checked="" type="checkbox"/> Qtd. módulos na MTTP nº 2: 9 <input checked="" type="checkbox"/> PROTEÇÃO RESET	
		CONFIGURAÇÕES DA MPPT String nº 1 Qtd. módulos: 9 <input checked="" type="checkbox"/> Inclinação: 22° <input checked="" type="checkbox"/> Orientação: 270° - OESTE <input checked="" type="checkbox"/>	
Local / dados solarimétricos ESTADO: PR CIDADE: LOANDA			
FECHAR EFICIÊNCIA MISMATCH PERDAS E GERAÇÃO			

FONTE: Os autores (2018)

Sendo assim, as duas *strings* foram dimensionadas de forma a atender as limitações técnicas do inversor solar, garantindo seu bom funcionamento e desempenho.

Neste projeto, as proteções utilizadas tanto do lado CA quanto do lado CC foram disponibilizadas pelo fornecedor junto ao kit adquirido. Essas proteções contam com um dimensionamento pré-definido associado à potência do sistema instalado. Na proteção do lado CC foram utilizadas duas *string box* conectadas individualmente na entrada de MPPT do inversor solar de acordo com a NORMA EM-50539-11. Suas características técnicas são mostradas na FIGURA 30.

FIGURA 30– CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DA STRING BOX

CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS	
Número de Entradas DC	1
Número de Saídas DC	1
Tensão Máxima DC	1000 VDC
Chave Seccionadora DC	32 A, 1000 VDC
DPS DC	$I_n = 20 \text{ kA}$, $I_{Max} = 40 \text{ kA}$, 1000 VDC
Porta Fusíveis DC	$I_{Max} = 30 \text{ A}$, 1000 VDC
Fusíveis DC	15 A
Índice de Proteção	IP 65
Proteção UV	SIM
Dimensões	292 x 220 x 120 mm
Massa	2,7 kg

FONTE: NHS SOLAR (2018)

As conexões físicas internas da *string box* realizadas são mostradas na FIGURA 31.

FIGURA 31– INTERIOR DA STRING BOX CC



FONTE: Os autores (2018)

Os cabos utilizados para realizar as conexões entre os painéis fotovoltaicos e as *string boxes* do lado CC atendem às normas ABNT NBR 16612, com cobertura para tensão de até 1,8 kV e a norma ABNT NBR NM 280 contendo fios de cobre eletrolítico estanhado, encordoamento flexível classe 5 com seção de 6 mm².

Na saída do inversor solar do lado CA foram instalados um disjuntor bipolar de 32 A e dois DPS de 275 V e 20 kA. Esse disjuntor foi escolhido e adquirido com base na corrente de saída do inversor, mostrados na FIGURA 32.

FIGURA 32– INTERIOR DA *STRING BOX* CA



FONTE: Os autores (2018)

Os cabos de cobre para a ligação dos componentes do lado CA foram dimensionados conforme NBR 5410 com seção de 4mm².

4.2.1 Estimativa de geração de energia

Após o dimensionamento do sistema, foi estimada a geração de energia mensal com base na quantidade de painéis calculada conforme **Erro! Autoreferência de indicador não válida..** Como pode ser visto, haverá meses em que a geração de energia será superior ao seu consumo. Nesse caso, o excedente de energia gerada fica em forma de créditos para a UC para compensação nos meses em que a geração de energia for menor que o consumo de acordo com a resolução 687/2015 da ANEEL.

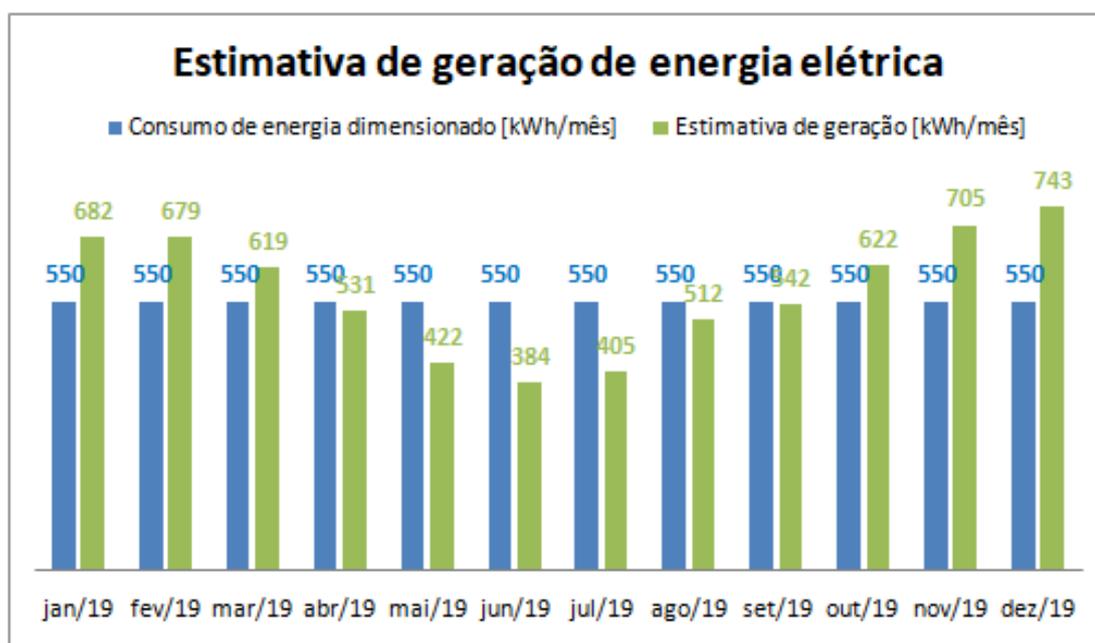
TABELA 4– ESTIMATIVA DE GERAÇÃO DE ENERGIA MENSAL

Parâmetros	jan/19	fev/19	mar/19	abr/19	mai/19	jun/19	jul/19	ago/19	set/19	out/19	nov/19	dez/19
Consumo de energia dimensionado [kWh/mês]	550	550	550	550	550	550	550	550	550	550	550	550
Irradiação solar [Kwh/m ² .dia]	5,97	5,95	5,42	4,65	3,7	3,36	3,55	4,48	4,75	5,45	6,17	6,51
Estimativa de geração [kWh/mês]	682	679	619	531	422	384	405	512	542	622	705	743

FONTE: Os autores (2018)

Essa estimativa de geração de energia elétrica é mais bem representada pelo **Erro! Autoreferência de indicador não válida..**

GRÁFICO 3– ESTIMATIVA DE GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA



FONTE: Os autores (2018)

Com base nesses dados, estima-se para o ano de 2019 que o SFVCR produza um total de energia de aproximadamente 6,847 W, atendendo assim o consumo dimensionado de 6,600 W.

4.2.2 Diagramas elétricos

Para o projeto, foram elaborados três diagramas diferentes: o diagrama multifilar, o diagrama unifilar e o diagrama de aterramento.

Para auxiliar a elaboração desses diagramas, utilizou-se o programa AutoCAD e o plug-in para sistemas fotovoltaicos, o PVSuiteBR. Nesse *plug-in*, foram inseridas informações nos campos: *dados da fatura de energia*, *dados de localização*, *consumo*, *temperatura* e *radiação do local* de acordo com os dados obtidos durante a elaboração do projeto, como pode ser visto na FIGURA 33.

FIGURA 33– DADOS INSERIDOS NO PLUG-IN PVSUITEBR

Dados do cliente Cliente: <input type="text"/> Endereco: NÃO INFORMADO Telefone: NÃO INFORMADO Bairro: NÃO INFORMADO E-mail: NÃO INFORMADO Cidade: NÃO INFORMADA		Consumo <input checked="" type="radio"/> Anual <input type="radio"/> Mensal Média anual: <input type="text" value="550 kWh"/>
Dados da Fatura de energia CONCESSIONÁRIA COPEL-DIS - COMPANHIA Número da UC: <input type="text"/> Valor do kWh: <input type="text" value="R\$ 0.79"/> Consumo na última fatura: <input type="text" value="600 kWh"/> Tipo de ramal: <input type="text" value="AÉREO"/> Tipo de conexão: <input type="text" value="BIFASICO"/> TENSÃO F-N <input checked="" type="radio"/> 127V <input type="radio"/> 220V	Dados de localização <input type="radio"/> Wizard <input checked="" type="radio"/> Manual Latitude: <input type="text" value="22°"/> Orientação: <input type="text" value="SUL"/> Longitude: <input type="text" value="53°"/> Inclinação do telhado: <input type="text" value="35°"/>	Temperatura <input type="radio"/> Estado <input checked="" type="radio"/> Manual <input type="radio"/> Mensal Média anual <input type="text" value="29 °C"/> Radiação <input type="radio"/> Estado <input checked="" type="radio"/> Manual <input type="radio"/> Cidade Média anual <input type="text" value="4.99 kWh/m²"/>

FONTE: Os autores (2018)

Foi necessário o cadastro também das características técnicas do painel fotovoltaico e do inversor solar utilizados na instalação, como pode ser visto nas FIGURA 34 e FIGURA 35.

FIGURA 34– CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DO PAINEL FOTOVOLTAICO

FABRICANTE: CANADIAN SOLAR	ALTERAR	APAGAR	CARACTERÍSTICAS	
CANADIAN SOLAR.....(CS6U-330P)..... SI-POLY 330 W			FABRICANTE: CANADIAN SOLAR	
PATROCINADOR			MODELO: CS6U-330P	
SUA MARCA AQUI !			INMETRO: 005569/2016	
			MATERIAL: SI-POLY	
QUANTIDADE DE MÓDULOS			POTÊNCIA (Pmax): 330	
<input type="checkbox"/> CONSIDERAR NOCT			PONTO MÁXIMO (Vmp): 37.2	
<input checked="" type="radio"/> AUTOMÁTICO <input type="radio"/> MANUAL			PONTO MÁXIMO (Imp): 8.88	
CAPACIDADE DE GERAÇÃO COM BASE NA QUANTIDADE DE MÓDULOS = 4.6 kWp			TENSÃO CIRC. ABERTO (Voc): 45.6	
			CORRENTE CURTO CIRCUITO (Isc): 9.45	
			TEMPERATURA (CNP): 45	

FONTE: Os autores (2018)

FIGURA 35– CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DO INVERSOR SOLAR

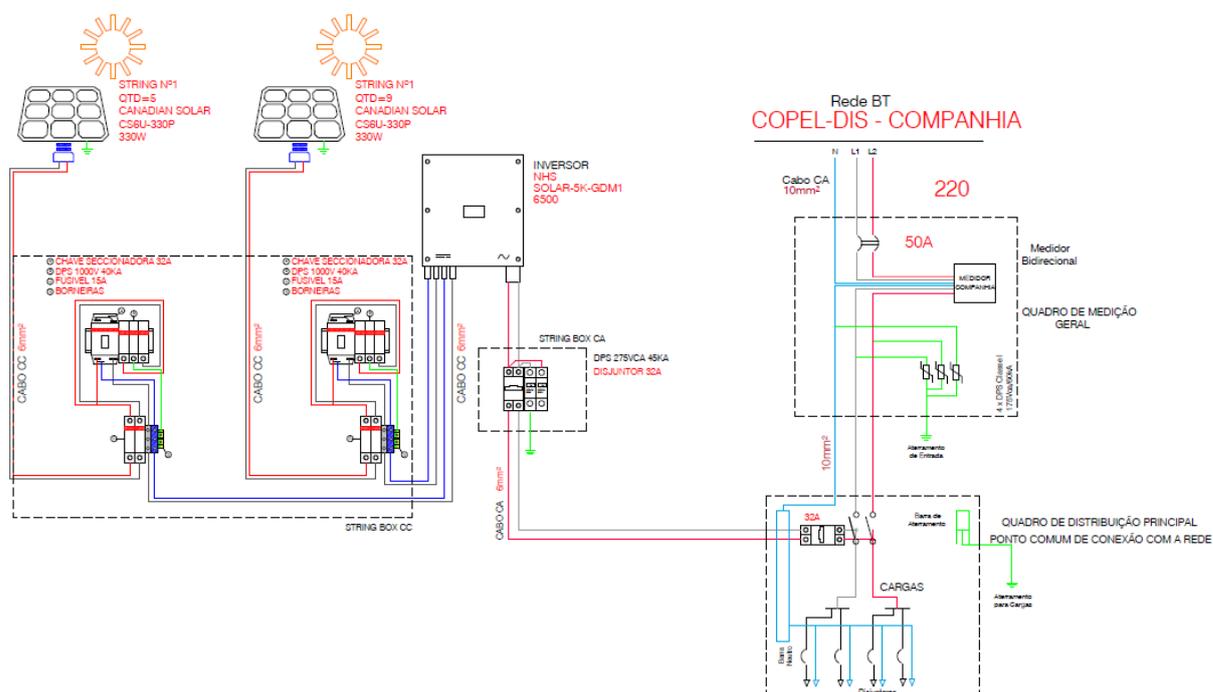
FABRICANTE:	NHS SOLAR	
MODELO:	SOLAR-5K-GDM1	
INMETRO:	4378/2017	
POTÊNCIA MÁXIMA (W):	6500	
FAIXA DE OPERAÇÃO SPMP (MPPT) (Vcc):	125	~ 550
TENSÃO (CC) MÁXIMA (Vcc):	580	
TENSÃO (CC) PARTIDA (Vcc):	120	
NÚMERO DE MPPT:	2	
SAÍDA NOMINAL (CA) (Vca)	127/220V	
SAÍDA NOMINAL PRIORITÁRIA (CA) (Vca)	220V	
CORRENTE (CC) MÁXIMA:	11	
ESQUEMA DE LIGAÇÃO:	BIFASICA	

FONTE: Os autores (2018)

Com base nos dados inseridos e sabendo as seções dos cabos do lado CC e CA e de suas proteções, foram elaborados os diagramas propostos. Como pode ser visto no diagrama multifilar da FIGURA 36, o projeto foi desenvolvido utilizando duas *strings*. Cada *string* está orientada para uma direção diferente com quantidades diferentes de painéis. Ainda, cada um destes conjuntos tem uma *string box* independente associada. Essa *string box* é composta pelos dispositivos de proteção

contra surtos, fusíveis e uma chave seccionadora. O agrupamento das *strings* é realizado no inversor solar que possui dois MPPT. Em sua saída, ou seja, o lado CA, é conectado a um disjuntor e a um dispositivo contra surtos. Surge então a energia na forma CA para ser introduzida tanto na rede da concessionária quanto nas cargas da unidade consumidora, através do quadro geral de distribuição, que também possui um disjuntor geral para proteção e manobra.

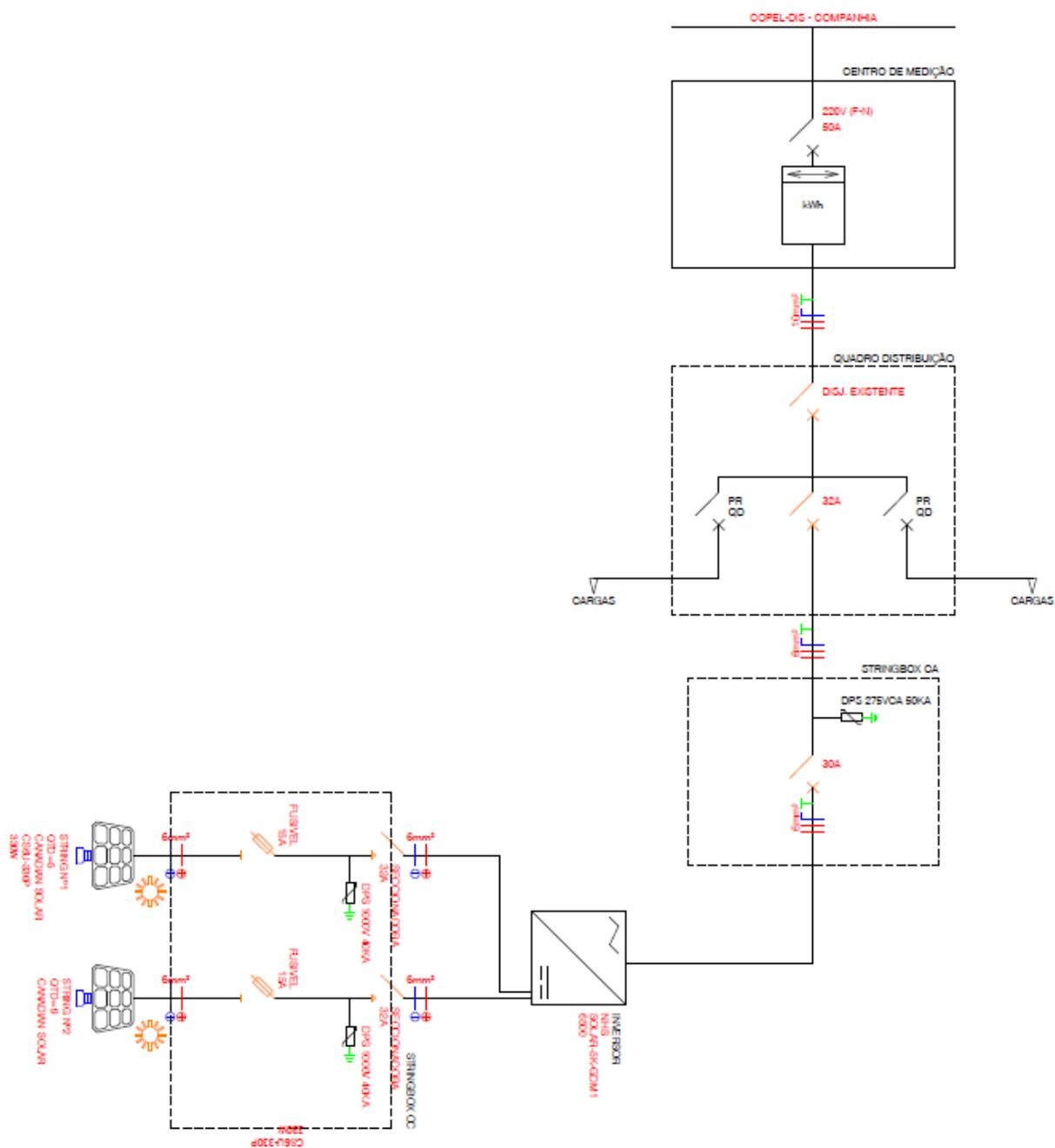
FIGURA 36- DIAGRAMA MULTIFILAR



FONTE: Os autores (2018)

Além do diagrama multifilar mostrado acima, elaborou-se o diagrama unifilar da instalação conforme mostrado na FIGURA 37. Esse diagrama possibilita uma visualização mais simplificada das conexões realizadas. Ainda, sua elaboração foi necessária para a homologação do projeto junto à COPEL.

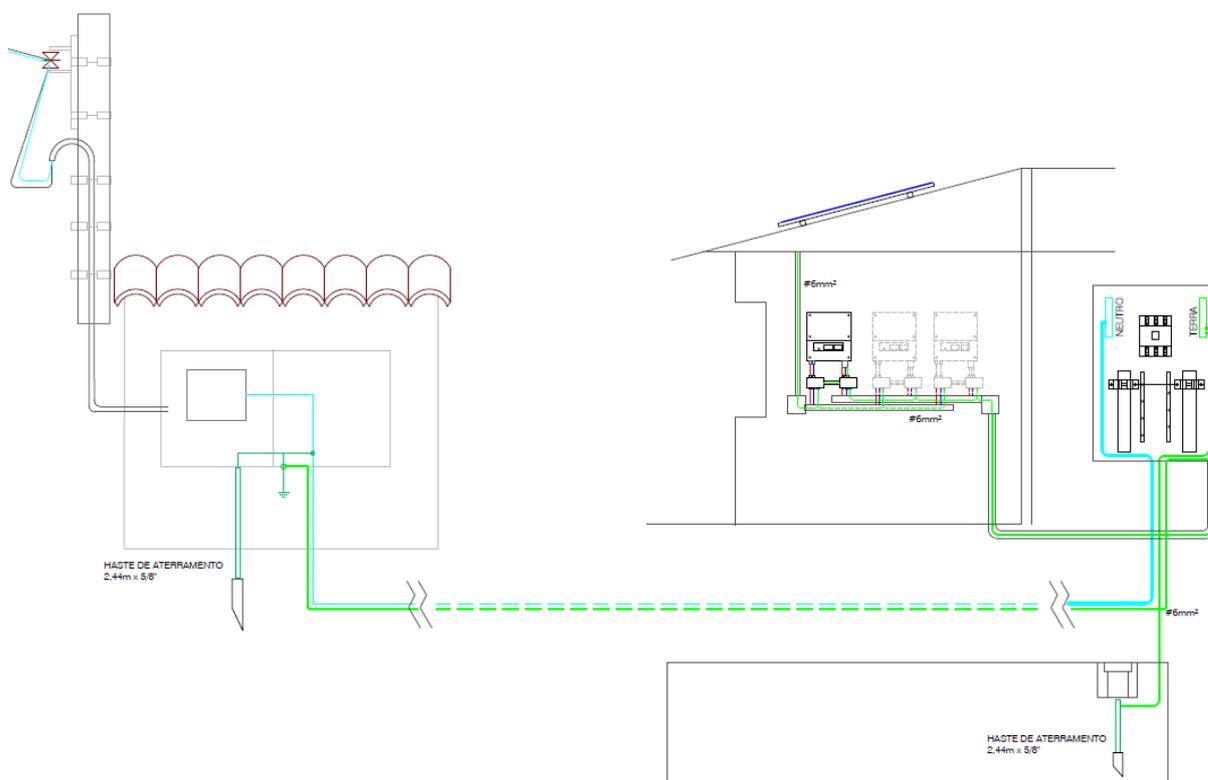
FIGURA 37– DIAGRAMA UNIFILAR



FONTE: Os autores (2018)

O diagrama de aterramento do sistema possui malhas de aterramentos no esquema TN-S conforme norma ABNT NBR 5410 que é mostrado na **Erro! Autoreferência de indicador não válida..** Como pode ser verificado, no esquema TN-S todas as conexões com o terra do sistema são equipotencializadas com o aterramento principal da unidade consumidora.

FIGURA 38- DIAGRAMA DE ATERRAMENTO ESQUEMA TN-S



FONTE: Os autores (2018)

4.2.3 Homologação do SFVCR

Para a homologação do projeto, foi necessário atender alguns critérios da concessionária a fim de garantir sua aprovação. Os documentos solicitados pela concessionária para avaliação foram:

- ART do Responsável Técnico pelo projeto elétrico e instalação do sistema de microgeração;
- diagrama unifilar;
- memorial descritivo da instalação;
- número de registro da concessão do Inmetro do inversor para a tensão nominal de conexão com a rede.

Esses documentos são requeridos junto ao formulário de solicitação de acesso para microgeração distribuída com potência igual ou inferior a 10 kW, conforme ANEXO 4e disponível no site da COPEL.

A ART foi preenchida de acordo com as especificações exigidas pela concessionária e normas do CREA, atendendo à categoria do projeto (energias alternativas), ela foi assinada por um responsável técnico cadastrado e a guia foi paga para sua validação.

O diagrama unifilar foi entregue da maneira apresentada na FIGURA 37.

O memorial descritivo foi elaborado com o auxílio do PVSuiteBR considerando as informações do dimensionamento do sistema e normas técnicas que devem ser obedecidas para projetos desta natureza. O memorial descritivo elaborado é mostrado de maneira parcial, dele foram retiradas as informações pessoais do titular da UC e do local da instalação do SFVCR conforme APÊNDICE 1. Em relação ao inversor, como a marca e modelo utilizados possuem certificação Inmetro previamente cadastrado foi apenas necessário apresentar o código de cadastro nessa etapa.

4.3 ANÁLISE FINANCEIRA

Para análise financeira deste projeto foram avaliados o período de *payback* simples do investimento e a Taxa Interna de Retorno - TIR.

O uso dessas ferramentas levou em consideração o total de energia gerada pelo sistema, o custo do kWh em reais, com impostos, que seriam pagos para a concessionária de energia local caso fosse consumido pela unidade, o valor total do investimento inicial para a implantação do sistema fotovoltaico, depreciação dos módulos, média de reajuste da tarifa de energia aplicada pela concessionária local nos últimos 8 anos e custos com manutenção do sistema.

Para determinar o reajuste médio da tarifa de energia, verificaram-se as resoluções que entraram em vigência pela Copel no período de 2010 a 2018 conforme TABELA 5.

TABELA 5– REAJUSTE MÉDIO APLICADO PELA COPEL

PORTARIA / RESOLUÇÃO	VIGÊNCIA	VARIAÇÃO PERCENTUAL [%]
Resolução 2402/2018	24/06/2018	15,99
Resolução 2255/2017	24/06/2017	5,85
Resolução 2096/2016	24/06/2016	-12,87
Resolução 1897/2015	24/06/2015	15,32
Resolução 1858/2015	02/03/2015	36,79
Resolução 1763/2014	24/06/2014	24,86
Resolução 1565/2013	24/06/2013	9,55
Resolução 1431/2013	24/01/2013	-19,28
Resolução 1296/2012	24/06/2012	-0,65
Resolução 1158/2011	24/06/2011	2,99
Resolução 1015/2010	24/06/2010	2,46
	Média:	9%

FONTE: Os autores (2018)

Como o projeto não visa fins lucrativos, somente acadêmicos, foram feitas pesquisas com profissionais especializados do ramo para determinar o custo médio da mão de obra para instalação do SFCR a ser considerado. As atividades que englobam esse custo são elaboração de diagramas elétricos, elaboração do memorial descritivo, homologação do sistema, solicitação da vistoria junto à concessionária e a instalação.

O custo total do investimento para a instalação do SFCR é composto pelo kit fotovoltaico, ou seja, módulos, inversor, cabos solar, sistema de proteção CC e as estruturas para sustentação dos módulos, além do frete de Curitiba até a cidade onde foi realizada a instalação, hospedagem, alimentação, materiais para aterramento do sistema, cabos e sistema de proteção CA. Tais custos estão detalhados na TABELA 6.

TABELA 6– CUSTOS PARA INSTALAÇÃO DO SFVCR

CUSTOS	VALORES [R\$]
Kit fotovoltaico	14.646,70
Materiais para acabamento	26,80
Proteção CA	135,80
Sistema de aterramento	73,60
Frete (Curitiba para Loanda)	553,30
Translado	900,00
Hospedagem	225,00
Mão de obra	7.000,00
Alimentação	300,00
Total	23.861,20

FONTE: Os autores (2018)

O fabricante dos módulos garante a operação do produto por 25 anos com eficiência acima de 80%, chegando assim ao percentual de 0,8% de depreciação por ano, caso seja considerada uma depreciação linear para fins de cálculo.

A unidade consumidora em estudo se enquadra na classe B1 residencial de tarifação da Copel e seu valor, já inclusos Impostos, ICMS, PIS e COFINS, com vigência em 24/06/2018, é de R\$ 0,76897 por kWh.

4.3.1 Payback simples

Para verificação do tempo de retorno deste projeto, foi analisado o *payback* simples, ou seja, não será considerado o valor do dinheiro no tempo e os dados para sua análise estão consolidados na TABELA 7.

TABELA 7– PARÂMETROS UTILIZADOS PARA CÁLCULO DO *PAYBACK*

Parâmetros	Valor
Investimento total	R\$ 23.861,20
Reajuste tarifário	9,00%a.a
Depreciação dos módulos	0,8%a.a
Energia gerada	6740,70 kWh/ano
Manutenção	1% a.a
Tarifa atual (com impostos)	R\$ 0,76897

FONTE: Os autores (2018)

Ao considerar o custo do kWh de R\$ 0,76897, a possibilidade de geração média mensal do sistema proposto em kWh/ano, depreciação do sistema e sua manutenção, é possível analisar a economia gerada pelo sistema fotovoltaico ao longo dos anos. Esses dados são mostrados na TABELA 8.

TABELA 8– ECONOMIA DO SISTEMA AO LONGO DOS ANOS

Ano	Geração [kWh/ano]	Tarifa por kWh [R\$]	Economia [R\$]	Manutenção [R\$]	Economia [R\$]	Fluxo de caixa [R\$]
0				1%		-23.861,20
1	6740,7	0,76897	5183,4	-238,61	4.944,79	-18.916,41
2	6686,78	0,83819	5604,76	-248,16	5.356,61	-13.559,81
3	6633,28	0,91363	6060,38	-258,08	5.802,30	-7.757,51
4	6580,22	0,99587	6553,03	-268,41	6.284,63	-1.472,88
5	6527,58	1,08551	7085,74	-279,14	6.806,59	5.333,71
6	6475,35	1,18322	7661,74	-290,31	7.371,44	12.705,15
7	6423,55	1,28972	8284,57	-301,92	7.982,65	20.687,80
8	6372,16	1,40581	8958,04	-314	8.644,04	29.331,84
9	6321,19	1,53235	9686,24	-326,56	9.359,69	38.691,52
10	6270,62	1,67027	10473,65	-339,62	10.134,03	48.825,55
11	6220,45	1,82062	11325,06	-353,2	10.971,86	59.797,41
12	6170,69	1,98449	12245,69	-367,33	11.878,36	71.675,77
13	6121,32	2,16312	13241,15	-382,03	12.859,13	84.534,89
14	6072,35	2,35782	14317,54	-397,31	13.920,23	98.455,12
15	6023,77	2,57005	15481,43	-413,2	15.068,23	113.523,35
16	5975,58	2,80139	16739,93	-429,73	16.310,20	129.833,55
17	5927,78	3,05354	18100,73	-446,92	17.653,82	147.487,37
18	5880,36	3,3284	19572,16	-464,79	19.107,37	166.594,74
19	5833,31	3,62799	21163,2	-483,38	20.679,82	187.274,55
20	5786,65	3,95455	22883,58	-502,72	22.380,86	209.655,41
21	5740,35	4,3105	24743,81	-522,83	24.220,98	233.876,39
22	5694,43	4,6985	26755,26	-543,74	26.211,52	260.087,91
23	5648,88	5,12141	28930,22	-565,49	28.364,73	288.452,64
24	5603,68	5,5824	31281,99	-588,11	30.693,88	319.146,51
25	5558,85	6,08487	33824,93	-611,64	33.213,30	352.359,81
25	5514,38	6,63258	36574,6	-636,1	35.938,49	388.298,31

FONTE: Os autores (2018)

Com base no fluxo de caixa, é possível gerar um o GRÁFICO 4 que ilustra graficamente o comportamento da economia gerada pelo sistema fotovoltaico ao longo dos anos, em que é visível o momento em que o investimento inicial se paga e o sistema começa a gerar lucro.

GRÁFICO 4– PERÍODO DE *PAYBACK* DO SFVCR

FONTE: Os autores (2018)

Entre o 4º e o 5º ano, o investimento começa a gerar lucro, o que pode ser verificado tanto pelo GRÁFICO 4 quanto pela TABELA 8. Com o auxílio da ferramenta *Microsoft Excel* do pacote Office é possível identificar o momento exato em que, nesse caso, foi 4,22 anos, ou seja, o projeto desse SFVCR tem o período de *payback* de 4 anos, 2 meses, 19 dias, 4 horas e 48 minutos.

4.3.2 Taxa Interna de Retorno

A TMA utilizada para avaliar a TIR do investimento considera as taxas dos prefixados pagos pelo tesouro direto, que no momento são as mais altas do mercado para investimentos de baixo risco. Essas podem ser vistas na FIGURA 39.

FIGURA 39- TAXAS DE REFERÊNCIA DOS TÍTULOS PÚBLICOS

Título	Vencimento	Taxa de Rendimento (% a.a.)
Indexados ao IPCA		
Tesouro IPCA+ 2024	15/08/2024	4,93
Tesouro IPCA+ 2035	15/05/2035	5,21
Tesouro IPCA+ 2045	15/05/2045	5,21
Tesouro IPCA+ com Juros Semestrais 2026	15/08/2026	4,93
Tesouro IPCA+ com Juros Semestrais 2050	15/08/2050	5,19
Prefixados		
Tesouro Prefixado 2021	01/01/2021	7,99
Tesouro Prefixado 2025	01/01/2025	9,95
Tesouro Prefixado com Juros Semestrais 2029	01/01/2029	10,38

FONTE: Tesouro Nacional (novembro de 2018)

A TIR pode ser calculada pela equação (12), porém, foi utilizada a função “=TIR()” da ferramenta Excel do Microsoft Office conforme TABELA 9.

TABELA 9 - CALCULO DA TIR

Investimento	23.861,20
Ano 1	4.944,79
Ano 2	5.356,61
Ano 3	5.802,30
Ano 4	6.284,63
Ano 5	6.806,59
Ano 6	7.371,44
Ano 7	7.982,65
Ano 8	8.644,04
TIR	19,76%

FONTE: Os autores (2018)

Assim, constata-se que a TIR deste projeto é de 19,76%, avaliada num período de 8 anos. Logo, seu rendimento é aproximadamente o dobro do retorno do investimento com maior rentabilidade apresentado na FIGURA 39, o prefixado com

juros semestrais 2029. Ou seja, o investimento nesse tipo de projeto é bastante atrativo.

4.4 ANÁLISE DA FATURA DE ENERGIA

Após a instalação do sistema fotovoltaico, foi necessário aguardar um período de 30 dias para receber a primeira fatura de energia com os descontos e alterações relacionadas à nova cobrança. Contudo, a primeira fatura ainda possuía remanescentes da forma de cobrança anterior, já que não havia compensação por geração por parte da UC. Assim, aguardando a fatura subsequente, foi possível perceber a real alteração tanto em valores quanto na forma de cobrança e compensação de créditos. As informações dos valores faturados pela COPEL na referência de novembro de 2018 são mostradas na FIGURA 40. Nela observam-se a cobrança do custo por disponibilidade; a energia injetada na rede e consumida num período posterior; e as taxas adicionais, como bandeiras vermelha e verde e a taxa de iluminação pública.

FIGURA 40- VALORES FATURADOS PELA CONCESSIONÁRIA

Valores Faturados						
NOTA FISCAL/CONTA DE ENERGIA ELÉTRICA N° 046.770.023- SÉRIE B						
Emitida em 07/11/2018						
Produto	Un.	Consumo	Valor Unitário	Valor Total	Base Cál.	Aliq. ICMS
ENERGIA ELET CONSUMO	kWh	50	0,466200	23,31	23,31	29,00%
ENERGIA ELET USO SISTEMA	kWh	50	0,354800	17,74	17,74	29,00%
ENERGIA EQIV. INJETADA TE	kWh	231	0,288182	66,57	0,00	0,00%
ENERGIA EQIV. INJETADA TUSD	kWh	231	0,308874	71,35	71,35	29,00%
ENERGIA CONS. B.AMARELA	kWh			0,17	0,17	29,00%
ENERGIA CONS. B.VERMELHA P2	kWh			3,09	3,09	29,00%
ENERGIA EQIV. INJ. BAND. AMARE	kWh			0,53	0,00	0,00%
ENERGIA EQIV. INJ. BAND. VERME	kWh			8,85	0,00	0,00%
CONT ILUMIN PUBLICA MUNICIPIO				28,27		
COMP CONS MICROMINI GERACAO	kWh	231		-126,61		

FONTE: Os autores (2018)

Nesse período, a compensação foi de 231 kWh, isso gerou um crédito para meses posteriores, junto à concessionária, de 152 kWh. Vale ressaltar que, embora a concessionária informe um consumo de 281 kWh, sendo 231 kWh consumidos por

compensação e 50 kWh pelo custo de disponibilidade do sistema, a UC produziu nesse período uma energia total de 688 kWh. Isso significa que, descontados os créditos para meses seguintes, 305 kWh foram gerados e consumidos diretamente pela UC, sem ser transferido para a concessionária, não gerando assim cobrança de imposto.

Esse consumo foi um pouco superior ao histórico de utilização disponível, uma vez que o histórico de uso da UC, representado na FIGURA 41, mostra que nos últimos meses ele oscilou entre 391 kWh e 510 kWh. Isso se deve a um aumento já esperado, visto que o sistema foi dimensionado para um consumo superior à média histórica.

FIGURA 41- HISTÓRICO DE CONSUMO DA UC

Histórico de Consumo e Pagamento			
Mês	kWh	Dt.Pgto.	Valor
10/2018	372	16/10/2018	169,68
09/2018	391	13/09/2018	382,41
08/2018	406	10/08/2018	404,34
07/2018	459	17/07/2018	436,28
06/2018	427	26/06/2018	358,23
05/2018	510	21/05/2018	419,27
04/2018	497	18/04/2018	402,50
03/2018	460	26/03/2018	382,90
02/2018	400	22/02/2018	327,36
01/2018	490	19/01/2018	436,80
12/2017	396	14/12/2017	359,47
11/2017	428	09/11/2017	391,67

FONTE: Os autores (2018)

Comparando os valores das faturas de referências 11/2017 e 11/2018, respectivamente, nota-se que a conta foi de R\$ 391,67 para R\$ 93,27, ou seja, uma redução de R\$ 298,40 ou, ainda, uma queda de aproximadamente 76,26 %. Logo, o sistema instalado trouxe uma economia dentro dos parâmetros esperados, já que a expectativa era a de um valor próximo a R\$ 100,00 mensal.

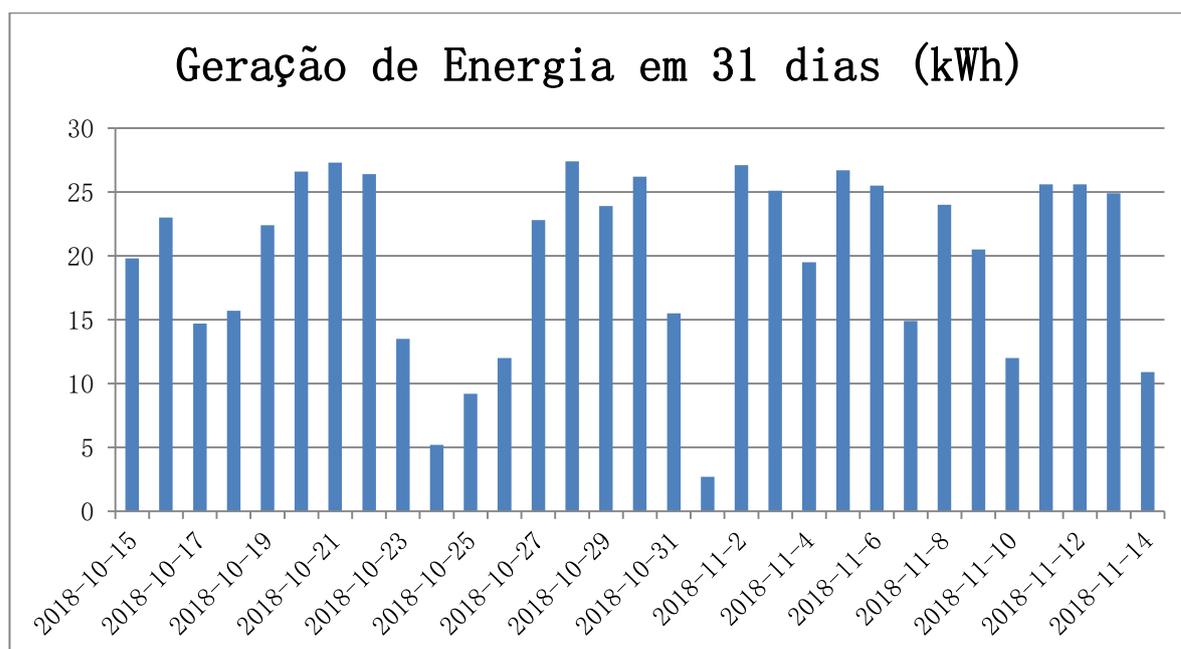
A partir da análise e das informações disponibilizadas pela concessionária foi possível verificar que a cobrança de ICMS ainda ocorre sobre a TUSD relacionada à energia injetada na rede e consumida no mês de referência, devido a uma nova interpretação da lei 19.595 de 12 de julho de 2018. Infelizmente essa cobrança acaba onerando o micro gerador de energia à medida em que esse micro

gerador deve pagar este imposto sobre a energia que é “emprestada” à concessionária.

4.5 ANÁLISE DE DESEMPENHO

A avaliação do desempenho do SFVCR foi realizada com base nos parâmetros mostrados no tópico 2.1.7 – Avaliação do sistema. Como o sistema foi instalado recentemente, os dados utilizados para cálculo levam em consideração períodos curtos e não consideram o histórico anual proposto. Assim, considerou-se o período de 31 dias de produção de energia para o cálculo dos parâmetros conforme comportamento mostrado no GRÁFICO 5.

GRÁFICO 5– GERAÇÃO DE ENERGIA EM 31 DIAS (kWh)



FONTE: Os autores (2018)

O primeiro parâmetro analisado foi o YIELD, calculado com base na equação. Para análise e avaliação do desempenho de sistemas fotovoltaicos, internacionalmente são utilizados parâmetros que fornecem índices de avaliação que associam a potência e geração a fim de fornecer uma visão do sistema como um todo. Os parâmetros normalmente utilizados são o YIELD, a *Performance Ratio* e o Fator de Capacidade (BICALHO et al., 2018). Esses fatores são calculados de

acordo com algumas especificações do sistema e usualmente são referenciados a um período fixo que pode ser de quinzenal, mensal, anual ou em qualquer intervalo em que se deseja realizar a análise.

O YIELD , ou produtividade, mostra a relação entre a energia gerada (kWh) e a potência instalada (kW). Esse fator explicita a quantidade de horas necessárias para que seja gerada a mesma energia caso o sistema operasse por todo o tempo com potência máxima (BICALHO et al., 2018). A equação **Erro! Autoreferência de indicador não válida.** mostra esta relação.

(6), onde temos a energia gerada nesse período é $E_G = 616,60 kWh$ e com potência $P = 4,62kW$

$$Y = \frac{E_G}{P}$$

$$Y = \frac{616,60}{4,62} = 133,46 \text{ horas}$$

Isso significa que seria necessário que o sistema operasse aproximadamente por 133 horas com sua capacidade total para produzir a mesma energia que foi produzida no período analisado.

O segundo parâmetro analisado é a taxa de desempenho (*Performance Ratio*) com base na equação (7) sabendo que e a quantidade de horas em sol pleno determinada a partir da informação de irradiação solar média da localidade que é 4,99 kWh.m².dia, portanto foi utilizado $H_{sp} = 4,99 \text{ horas}$ temos:

$$PR = \frac{Y}{H_{sp}} * 100$$

$$PR = \frac{133,46}{4,99 * 31} * 100$$

$$PR = 86,27 \%$$

Assim, o sistema instalado possui uma ótima taxa de desempenho se comparada a valores base que ficam por volta de 80%.

O terceiro parâmetro analisado é o fator de capacidade, calculado de acordo com a equação (8).

$$FC = \frac{E_G}{P * h * n} * 100$$

$$FC = \frac{616,6}{4,62 * 24 * 31} * 100$$

$$FC = 17,94 \%$$

Portanto, o fator de capacidade para o sistema instalado no período analisado entre os meses de outubro e novembro é de 17,94 %. Como a literatura cita um valor esperado entre 13% e 18% para sistemas fotovoltaicos, o valor obtido está dentro do esperado.

Para avaliar se o projeto está adequado à legislação vigente e verificar características de projeto como instalação, segurança e saúde e manutenção do sistema, foi utilizada uma lista de verificações elaboradas por HIOKI & AMARANTE, 2017, que podem ser conferidas vide ANEXO 1.

$$FC = \frac{E_G}{P * h * n} * 100$$

$$FC = \frac{616,6}{4,62 * 24 * 31} * 100$$

$$FC = 17,94 \%$$

Portanto, o fator de capacidade para o sistema instalado no período analisado entre os meses de outubro e novembro é de 17,94 %. Como a literatura cita um valor esperado entre 13% e 18% para sistemas fotovoltaicos, o valor obtido está dentro do esperado.

Para avaliar se o projeto está adequado à legislação vigente e verificar características de projeto como instalação, segurança e saúde e manutenção do

sistema, foi utilizada uma lista de verificações elaboradas por HIOKI & AMARANTE, 2017, que podem ser conferidas vide ANEXO 1.

4.6 INSTALAÇÃO DO SFVCR

Após a aprovação do projeto do SFVCR pela COPEL, foi iniciada a instalação utilizando todos os EPIs necessários conforme solicitado pelas normas NR 10 e NR 35. A instalação do SFVCR foi realizada em um dia de tempo aberto com pouco vento, o que facilitou o manuseio dos painéis sobre o telhado e minimizou os riscos de acidente de trabalho.

Os suportes para a sustentação dos painéis fotovoltaicos foram fixados na estrutura do telhado da residência conforme especificado pelo fabricante, tanto na direção norte, como pode ser visto na **Erro! Autoreferência de indicador não válida.**, quanto na direção oeste. Nessa direção, foram necessárias correções na disposição dos painéis fotovoltaicos para evitar as perdas na geração de energia pelo efeito do sombreamento causado por uma parede de concreto construída no endereço vizinho, como mostrado na FIGURA 43

FIGURA 42– SUPORTE PARA SUSTENTAÇÃO (NORTE)



FONTE: Os autores (2018)

FIGURA 43– SUPORTE PARA SUSTENTAÇÃO (OESTE)



FONTE: Os autores (2018)

Após a fixação dos suportes, foram instalados os painéis fotovoltaicos e realizadas suas conexões em série. As disposições da instalação são vistas nas FIGURA 44 e FIGURA 45.

FIGURA 44– DISPOSIÇÃO NO LADO NORTE



FONTE: Os autores (2018)

FIGURA 45– DISPOSIÇÃO NO LADO OESTE



FONTE: Os autores (2018)

A FIGURA 27 traz uma visão panorâmica da instalação dos painéis fotovoltaicos no telhado da residência.

Concluída essa etapa, iniciou-se a instalação das *string boxes*, ou seja, as proteções do lado CC e CA. Essas proteções, bem como o inversor solar, foram fixadas na parede da residência em um espaço de fácil acesso para realização de manutenção ou manobra quando necessário. Esta disposição da instalação é mostrada na **Erro! Autoreferência de indicador não válida..**

FIGURA 46– PROTEÇÃO E INVERSOR



FONTE: Os autores (2018)

Com todos os componentes do SFVCR instalados, foram realizadas as conexões elétricas. Para avaliar se essas instalações foram realizadas dentro do informado no momento da homologação do projeto, foi enviado um profissional da concessionária de energia que, após a validação e aprovação da instalação, realizou a troca do relógio medidor de energia por um relógio bidirecional apropriado para geração distribuída.

FIGURA 47– PLACA DE ALERTA NO MEDIDOR DE ENERGIA



FONTE: Os autores (2018)

A FIGURA 47 mostra a placa fixada no padrão de energia atendendo a NTC 905200.

4.7 MONITORAMENTO DO SFVCR

Concluída a conexão do SFV com a rede de distribuição da COPEL, foi possível realizar o monitoramento da energia gerada. Para isso, foi necessária a instalação de um módulo para monitoramento que é visto na FIGURA 48.

FIGURA 48– MÓDULO PARA MONITORAMENTO



FONTE: NHS SOLAR (2018)

Após a instalação e configuração do módulo de monitoramento, foi possível verificar a potência injetada na rede elétrica bem como a energia gerada no dia. Essas informações ficam disponíveis para serem exportadas em diversos formatos.

O monitoramento do sistema é importante, pois auxilia na identificação de possíveis falhas existentes e posterior correção, isto é percebido pelos gráficos de geração de energia e seu histórico.

Alguns exemplos de comportamento da produção de energia capturados através do módulo instalado em anexo ao inversor são mostrados nos gráficos a seguir:

- **GRÁFICO 6:** mostra um dia chuvoso praticamente durante o período. Pode-se verificar que a produção de energia é bastante baixa, com alguns poucos picos, relacionados a uma incidência solar difusa.

GRÁFICO 6– POTÊNCIA INJETADA (25/10/2018)



FONTE: Os autores (2018)

- **Erro! Autoreferência de indicador não válida.:** mostra a potência injetada na rede em um dia ensolarado no período da manhã e chuvoso no período da

tarde. Esse comportamento é visto pela queda abrupta da produção de energia após as 14h.

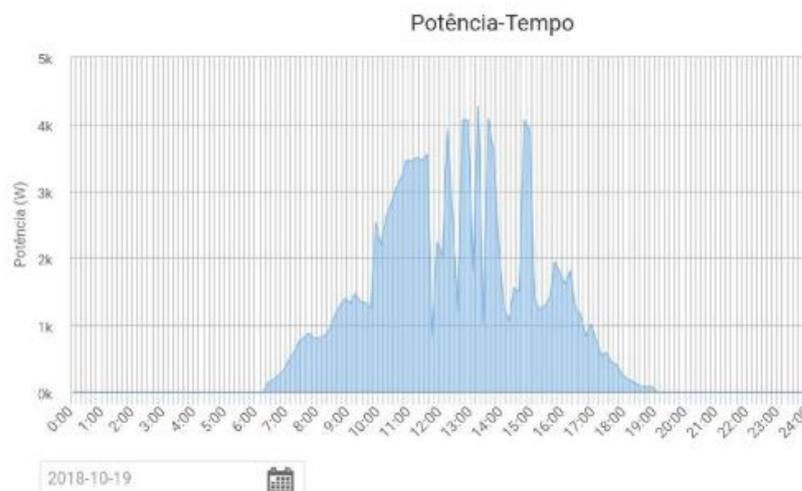
GRÁFICO 7– POTÊNCIA INJETADA (18/10/2018)



FONTE: Os autores (2018)

- GRÁFICO 8: nesse dia, constatou-se uma variação da potência em um intervalo de tempo maior, quando comparado ao Erro! **Autoreferência de indicador não válida.**: mostra a potência injetada na rede em um dia ensolarado no período da manhã e chuvoso no período da tarde. Esse comportamento é visto pela queda abrupta da produção de energia após as 14h.
- GRÁFICO 7, isso ocorreu em um dia ensolarado e com muitas nuvens.

GRÁFICO 8 – POTÊNCIA INJETADA (19/10/2018)



FONTE: Os autores (2018)

- GRÁFICO 9: nesse dia, observa-se uma variação da potência em pequenos intervalos de tempo, isso ocorreu em um dia ensolarado e com poucas nuvens.

GRÁFICO 9– POTÊNCIA INJETADA (11/11/2018)



FONTE: Os autores (2018)

- GRÁFICO 10: neste dia havia sol, tempo totalmente aberto, perfeito para a geração de energia. Nota-se que não ocorre nenhuma variação de potência como visto nos gráficos anteriores.

GRÁFICO 10– POTÊNCIA INJETADA (21/10/2018)



FONTE: Os autores (2018)

Além dos gráficos da potência injetada na rede, o sistema de monitoramento registra a energia elétrica gerada por dia. O GRÁFICO 11 mostra a energia gerada no mês de outubro entre os dias 13/10/2018 e 31/10/2018.

GRÁFICO 11– ENERGIA GERADA



FONTE: Os autores (2018)

5 CONSIDERAÇÕES FINAIS

A partir dos resultados obtidos após a instalação e monitoramento do sistema projetado, foi verificado que seu funcionamento está de acordo e supera as expectativas de geração.

O levantamento de requisitos auxiliou na elaboração do projeto e forneceu uma visão macro do desafio a ser superado. Trabalhos realizados anteriormente, voltados para a geração de energia fotovoltaica para consumo residencial, serviram de base para inferir e verificar os resultados do sistema como um todo. Ainda, a observação das normas e recomendações pertinentes garantiram uma instalação adequada e preveniu a ocorrência de acidentes e falhas de geração.

As informações coletadas sobre o consumo de energia e irradiação do local e da unidade consumidora foram de grande importância para a definição do projeto e posterior instalação do sistema. Essas informações foram suficientes para o dimensionamento do SFVCR e o alcance de uma geração de energia satisfatória.

O memorial descritivo e os diagramas foram elaborados de acordo com as normas vigente. A elaboração destes documentos foram fundamentais para o entendimento do projeto e verificações de informações técnicas assim como materiais a serem utilizados na instalação. Ainda, a homologação foi realizada junto a COPEL sem grandes dificuldades e em poucos dias foi possível iniciar a instalação do sistema após sua aprovação.

A instalação ocorreu conforme as expectativas, durou três dias, com poucos contratemplos. Como esta foi a primeira realização deste tipo de projeto, foram observadas dificuldades já esperadas, seja durante a instalação da estrutura dos painéis fotovoltaicos, a fixação e conexão do inversor e proteções, seja na instalação e configuração do sistema de monitoramento. Uma das alterações necessárias foi a modificação da configuração espacial de alguns módulos fotovoltaicos devido a inserção de uma parede que ocasionou sombreamento durante algumas horas do dia. Por isso, foi necessário alterar a posição inicialmente projetada, o que ocorreu sem grandes problemas durante a instalação.

Finalizada a instalação, realizaram-se os resultados das análises de viabilidade econômica e desempenho. A análise de viabilidade econômica mostrou que o projeto tem um retorno dentro de um período aceitável, entre quatro e cinco anos, com uma taxa interna de retorno próxima a 20%, ou seja, superior a investimentos disponíveis de baixo risco. Para verificar o desempenho do sistema, o

uso de indicadores como YIELD, *Performance Ratio* Fator de Capacidade mostraram que o sistema instalado tem performance dentro do esperado quando comparado a outros projetos fotovoltaicos.

Analisando a fatura de energia elétrica após decorridos aproximadamente 60 dias da instalação e operação do SFVCR, foi possível verificar uma diminuição bastante expressiva pagos pela UC. Contudo, foi observado que, embora o estado do Paraná tenha recentemente aderido à isenção de ICMS para micro geração, ainda ocorre a cobrança sobre a energia produzida que gera créditos e posteriormente consumida pela UC devido ao uso da TUSD.

Ainda, as verificações realizadas após a instalação através do formulário proposto por HIOKI & AMARANTE auxiliaram a prevenção de falhas que poderiam sobrevir em decorrência da inobservância de algum fator necessário para o correto funcionamento do sistema, assim como precaução de acidentes relacionados a não cumprimentos de algumas das normas de segurança.

Foi verificado então que o sistema projetado e instalado atendeu às expectativas e apresentou desempenho melhor do que o esperado inicialmente, trazendo a economia calculada.

REFERÊNCIAS

ABNT NBR 16274. **Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede**. Disponível em:<http://www.academia.edu/36787489/NBR_16274_Sistemas_Fotovoltaicos_conectados_a_rede>. Acessado em 12 de agosto de 2018.

ABNT NBR 5410. **Instalações Elétricas de Baixa Tensão**. Disponível em:<https://www.iar.unicamp.br/lab/luz/ld/normas%20e%20relat%F3rios/NRs/nbr_5410.pdf>. Acessado em 10 de agosto de 2018.

ALMEIDA, P. M. de. **Condicionamento da Energia Solar Fotovoltaica para Sistemas Interligados à Rede Elétrica**. Universidade Federal de Juiz de Fora-LABSOLAR, 2011.

ALVES, A.F. **Energia Solar Fotovoltaica**. Universidade Estadual de São Paulo, UNESP, 2016.

ANEEL-Agência Nacional de Energia Elétrica. **Energia no Brasil e no Mundo**. Disponível em:<http://www2.aneel.gov.br/arquivos/pdf/atlas_par1_cap2.pdf>. Acesso em: 16 de outubro de 2018.

ANEEL-Agência Nacional de Energia Elétrica. **Resolução Normativa nº 414**. Disponível em:<<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2010414.pdf>>. Acessado em 20 de setembro de 2018.

ANEEL-Agência Nacional de Energia Elétrica. **Resolução Normativa nº 482**. Disponível em:<<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2012482.pdf>>. Acessado em 10 de agosto de 2018.

BENEDITO, R. S. **Caracterização da Geração Distribuída de Eletricidade por Meio de Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede, no Brasil, sob os Aspectos Técnico, Econômico e Regulatório**. Dissertação de mestrado, USP, São Paulo, 2009.

BICALHO, M. S.; ARAUJO, T. P.; CARDOSO, R. B.; **Análise de Desempenho do Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede da Universidade Federal de Itajubá – Campus Itabira**. Revista Brasileira de Energias Renováveis, v.7, p. 95-105, 2018.

CAMARGO, L. T. **Projeto de Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede Elétrica**. Universidade Estadual de Londrina, UEL, PR, 2017, 34.

CANADIAN SOLAR. **Datasheet do Pannel Fotovoltaico**. Disponível em: <https://www.canadiansolar.com/fileadmin/user_upload/downloads/datasheets/v5.5/Canadian_Solar-Datasheet-MaxPower-CS6U-P-1500V-v5.52en.pdf>. Acessado em 08 de novembro de 2018.

CEPA-USE **Energia-A Essência dos Fenômenos**. Disponível em: <<http://www.cepa.if.usp.br/energia/energia2000/turmaA/grupo6/Comeco.htm>>.

Acesso em: 16 de outubro de 2018.

DASSI, J. A.; ZANIN, A.; BAGATINI, F. M.; TIBOLA, A.; BARRICHELO, R.; MOURA, G. D. **Análise da Viabilidade Econômico-Financeira da Energia Solar Fotovoltaica em Uma Instituição de Ensino Superior do Sul do Brasil**. XXII Congresso Brasileiro de Custos, Paraná, 2015.

EICK, G. **Viabilidade Econômica e Financeira de Uma Pequena Central Hidrelétrica no Brasil**. Universidade Federal de Santa Catarina, UFSC, Florianópolis, 2010.

GRIMM, A. M. **Radiação Solar Incidente**. Universidade Federal do Paraná, Meteorologia Básica, 1999.

HIOKI, A. T.; AMARANTE, B. C. **Avaliação da Qualidade e Desempenho de Sistemas Fotovoltaicos de Pequeno Porte Conectados à Rede Elétrica**. Universidade Federal do Paraná, 2017.

INEE-Instituto Nacional de Eficiência Energética. **O que é Geração Distribuída**. Disponível em:<http://www.inee.org.br/forum_ger_distrib.asp>. Acesso em: 16 de outubro de 2018.

LIMA, R. A. **A Produção de Energias Renováveis e o Desenvolvimento Sustentável: Uma Análise no Cenário da Mudança do Clima**. Revista Direito Energia, v. 5, 2014.

LISITA, O. **Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede. Estudo de caso-3 kWp Instalados no Estacionamento da IEE-USP**. Universidade de São Paulo, 2005.

MERCADO SOLAR. **Sistema de Monitoramento**. Disponível em: <<http://mercadosolar.com.br/>>. Acessado em 08 de novembro de 2018.

MIRANDA, A. **Análise de viabilidade econômica de um sistema fotovoltaico conectado à rede**. Projeto de Graduação–UFRJ/Escola Politécnica/Curso de Engenharia Elétrica, Rio de Janeiro, Brasil, 2014. 39, 71

MORAES, M. B. dos S. A. **Calor do Sol**. Universidade Federal do Rio Grande do Sul-Instituto de Física, 2018.

NHS SOLAR. **Sistemas Fotovoltaicos**. Disponível em: <<https://nhssolar.com.br/>>. Acessado em 05 de novembro de 2018.

NHS SOLAR. **String Box**. Disponível em: <https://nhssolar.com.br/wp-content/uploads/2018/09/NHS-SOLAR_CATALOGO_STRINGBOX_v02.pdf> . Acessado em 05 de novembro de 2018.

NOVERGY-Power Generation for Generators. **Por Que a Tecnologia MPPT é Benéfica**. Disponível em:<<https://www.novergysolar.com/pt/mppt-technology-beneficial/>>. Acessado em 11 de novembro de 2018.

OKA, M. M. **História da Eletricidade**. Universidade de São Paulo, 2000.

SAMPAIO, A. L. P. **Consolidação de Material Didático Para a Disciplina de Equipamentos Elétricos – Disjuntores**. Universidade Federal do Rio de Janeiro, UFRJ, 2012, 10.

SCHNEIDER, E. **Electrical Installation Guide. The Surge Protection Device**. Estados Unidos, 2015.

SMA SOLAR. **Performance Ratio – Factor de Qualidade para Sistema Fotovoltaico**. Disponível em: <<http://files.sma.de/dl/7680/Perfratio-TI-pt-11.pdf>>. Acessado em 10 de novembro de 2018.

SOUZA, R. di. **Célula Fotovoltaica – O Guia Técnico Absolutamente Completo**. Blue Sol, 2017. Disponível em: <<https://blog.bluesol.com.br/celula-fotovoltaica-guia-completo/>>. 54

TESOURO NACIONAL. **Tesouro Direto – Rentabilidade dos Títulos Públicos**. Disponível em: <<http://www.tesouro.fazenda.gov.br/tesouro-direto-precos-e-taxas-dos-titulos>>. Acessado em 10 de novembro de 2018.

WIND& SUN - Northern Arizona. **All About Maximum Power Point Tracking (MPPT) Solar Charge Controllers**. Disponível em: <<https://www.solar-electric.com/learning-center/batteries-and-charging/mppt-solar-charge-controllers.html>>. Acesso em 10 de novembro de 2018.

ANEXO 1 – LISTAS DE VERIFICAÇÕES

LISTA DE VERIFICAÇÕES

Nome: Tiago Franco e Cleberton Pereira

Data: 10 / 09 / 2018

Instalação: Projeto 4,62 kWp Residencial – Loanda/PR

PROJETO

1. O sistema fotovoltaico contém diagrama unifilar e memorial descritivo da instalação.

Sim

Não

Não se aplica

2. Os equipamentos instalados conferem, em número e características, com os informados no projeto.

Sim

Não

Não se aplica

3. Os cabos e suas conexões utilizados no projeto estão protegidos e resistem às influências externas como vento, temperatura e radiação ultravioleta; e apresentam resistência contra roedores.

Sim

Não

Não se aplica

4. O inversor utilizado possui certificação do INMETRO.



Sim

Não

Não se aplica

5. O projeto do sistema fotovoltaico foi desenvolvido em área segura, considerando localização e dimensionamento de seus componentes.



Sim

Não

Não se aplica

6. Os módulos instalados são do mesmo fabricante e mesma potência nominal.



Sim

Não

Não se aplica

INSTALAÇÃO

7. Existência de ventilação no arranjo fotovoltaico.



Sim

Não

Não se aplica

8. A estrutura metálica de suporte é a prova de corrosão.

Sim Não Não se aplica

9. Há boa acessibilidade e conectividade ao *datalogger* do inversor.

Sim Não Não se aplica

10. O arranjo fotovoltaico está corretamente instalado, levando em consideração: orientação, inclinação e desvio azimutal.

*Toda região tem um perfil ideal de instalação para máximo aproveitamento do recurso solar.

Sim Não Não se aplica

11. O sistema fotovoltaico está localizado numa região árida, semiárida, costeira, litorânea, industrial ou com altos níveis de poluição atmosférica.

*Nestas regiões o sistema fotovoltaico exige maiores cuidados.

Sim Não Não se aplica

ELÉTRICA

12. A partir de análises dos gráficos de geração de energia em função das horas do dia foram identificados padrões do efeito de sombreamento nos painéis fotovoltaicos.

Sim

Não

Não se aplica

13. A taxa de desempenho é um indicador que avalia o desempenho do sistema fotovoltaico considerando as perdas, em que um valor percentual de 75% pode ser adotado como referência. Para o sistema fotovoltaico sob análise, esta taxa é superior ao valor de referência.

Sim

Não

Não se aplica

14. O fator de capacidade, outro indicador de desempenho de sistemas fotovoltaicos, expressa a capacidade de geração do sistema em relação à quantidade de energia que o sistema poderia gerar se operasse nas condições nominais. Assim sendo, o fator calculado do sistema fotovoltaico está entre 13% a 18%.

Sim

Não

Não se aplica

15. O sistema fotovoltaico apresenta boa relação custo/benefício, considerando o desempenho elétrico do sistema, o preço da energia e a economia obtida nos anos de operação.

Sim

Não

Não se aplica

SEGURANÇA E SAÚDE

16. Após a inspeção das ligações elétricas e componentes do sistema de proteção, incluindo o SPDA (caso tenha), malha de aterramento, e aterramento de todo sistema fotovoltaico, conclui-se que todas estão equipotencializadas.



Sim



Não



Não se aplica

17. Nas atividades e trabalhos no local da instalação, são adotadas medidas preventivas para eliminação de risco, como altura, confinamento, umidade e poeira.



Sim



Não



Não se aplica

MANUTENÇÃO

18. Inexistência de sombreamento sob os painéis fotovoltaicos causado pelo crescimento de vegetação em torno da edificação.



Sim



Não



Não se aplica

19. Não há peças e parafusos soltos nas estruturas de suporte dos módulos e das fixações dos sensores.



Sim



Não



Não se aplica

20. Os cabos, conexões e conectores não estão danificados.

Sim

Não

Não se aplica

21. Os componentes metálicos de todo o sistema fotovoltaico não apresentam oxidação.

Sim

Não

Não se aplica

22. As tampas de caixas, quadros de distribuição e entradas de cabos não possuem infiltração de água.

Sim

Não

Não se aplica

23. Com relação ao inversor: a carcaça não apresenta descoloração nem rachaduras, e o sistema de ventilação forçada está limpo.

Sim

Não

Não se aplica

24. Não há poeira, fezes de pássaros e/ou detritos nos painéis fotovoltaicos.

Sim Não Não se aplica

25. Não há evidências de rachaduras e descoloração das células fotovoltaicas.

Sim Não Não se aplica

26. As células fotovoltaicas estão bem vedadas, sem infiltração de ar ou água.

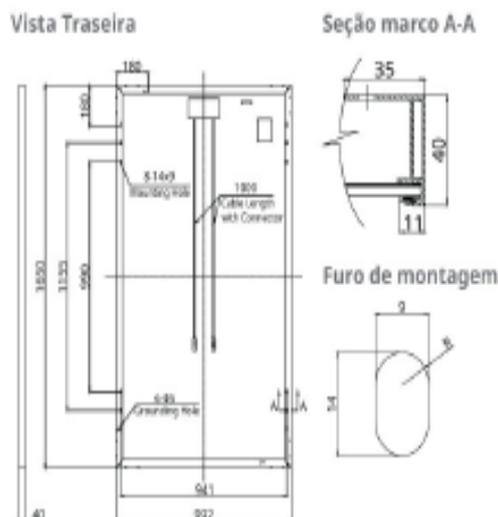
Sim Não Não se aplica

27. Os motores em seguidores solares estão lubrificados.

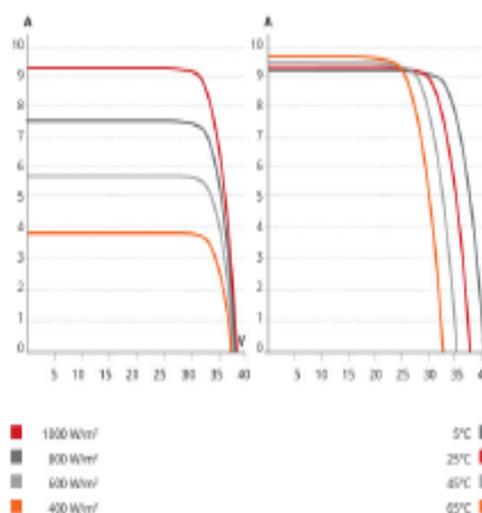
Sim Não Não se aplica

ANEXO 2– DATASHEET DO PAINEL FOTOVOLTAICO

MÓDULO / DESENHOS DE ENGENHARIA (mm)



CS6K-270P / CURVAS I-V



DADOS ELÉTRICOS | STC*

CS6K	260P	265P	270P	275P
Potência nominal máx. (Pmax)	260 W	265 W	270 W	275 W
Tensão operacional opt. (Vmp)	30.4 V	30.6 V	30.8 V	31.0 V
Corrente operacional opt. (Imp)	8.56 A	8.66 A	8.75 A	8.88 A
Tensão circuito aberto (Voc)	37.5 V	37.7 V	37.9 V	38.0 V
Corrente curto-circuito (Isc)	9.12 A	9.23 A	9.32 A	9.45 A
Eficiência do módulo	15.88%	16.19%	16.50%	16.80%
Temperatura operacional	-40°C ~ +85°C			
Tensão do sistema máx.	1000 V (IEC) ou 1000 V (UL)			
Proteção contra incêndio	TIPO 1 (UL 1703) ou CLASSE C (IEC 61730)			
Class. máx. fusíveis em série	15 A			
Classificação da aplicação	Classe A			
Tolerância de potência	0 ~ + 5 W			

* Sob Condições de Teste Padrão (STC) de irradiação de 1000 W/m², espectro AM de 1.5 e temperatura de célula de 25°C.

DADOS ELÉTRICOS | NOCT*

CS6K	260P	265P	270P	275P
Potência nominal máx. (Pmax)	191 W	195 W	198 W	202 W
Tensão operacional opt. (Vmp)	28.0 V	28.2 V	28.3 V	28.5 V
Corrente operacional opt. (Imp)	6.83 A	6.92 A	7.00 A	7.08 A
Tensão circuito aberto (Voc)	34.9 V	35.1 V	35.3 V	35.4 V
Corrente curto-circuito (Isc)	7.36 A	7.45 A	7.53 A	7.63 A

* Sob Temperatura Operacional Nominal Célula (NOCT), irradiação de 800 W/m², espectro AM 1.5, temperatura ambiente de 20°C, velocidade do vento 1 m/s.

DADOS MECÂNICOS

Especificação	Dados
Tipo célula	Policristalina, 6 polegadas
Configuração cél.	60 (6×10)
Dimensões	1650×992×40 mm (65.0×39.1×1.57 in)
Peso	18.2 kg (40.1 lbs)
Vidro dianteiro	Vidro temperado de 3.2 mm
Material do marco	Alumínio anodizado
J-Box	IP67, 3 diodos
Cabo	4 mm ² (IEC) ou 4 mm ² & 12 AWG 1000V (UL), 1000 mm(39.4 in)
Conectores	T4 series ou PV2 series
Por Pallet	26 peças, 520 kg (1146.4 lbs)
Por Container (40' HQ)	728 peças

CARACTERÍSTICAS DE TEMPERATURA

Especificações	Dados
Coefficiente de temperatura (Pmax)	-0.41 % / °C
Coefficiente de temperatura (Voc)	-0.31 % / °C
Coefficiente de temperatura (Isc)	0.053 % / °C
Temp. operacional nominal da célula	43±2 °C

ANEXO 3 – CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DO INVERSOR SOLAR

MODELO	NHS SOLAR - 1K5 - GSM1	NHS SOLAR - 3K - GSM1	NHS SOLAR - 5K - GDM1
DADOS DE ENTRADA DC			
POTÊNCIA MÁXIMA DC (W)	1950	3900	6500
TENSÃO MÁXIMA DC (V)	450	500	580
FAIXA DE TENSÃO DO MPPT(V)	80~400	80~450	125~550
TENSÃO DE PARTIDA (V)	80	80	120
CORRENTE MÁXIMA DC (A)	10	18	11 por MPPT
PROTEÇÃO SOBRECORRENTE DC (A)	12.5	22.5	13.8/13.8
NÚMERO DE CONECTORES DC	1	1	2
NÚMERO DE MPPTs	1	1	2
CATEGORIA DE PROTEÇÃO DE SOBRETENSÃO DC	Categoria II		
CONECTOR DC	AMPHENOL H4/MC4/SUNCLIX (opcional)		
DADOS DE SAÍDA AC			
POTÊNCIA NOMINAL AC (VA)	1500	3000	5000
MÁXIMA POTÊNCIA AC (VA)	1500	3000	5000
CORRENTE MÁXIMA AC (A)	7.5	13.5	22.8
PROTEÇÃO SOBRECORRENTE AC (A)	11	20	35
PARÂMETROS NOMINAIS DA REDE	50/60Hz; 220/230VAC		
PARÂMETROS DE SAÍDA DO INVERSOR	45~55Hz/55~65Hz; 180~270VAC		
THDi	<3%		
FATOR DE POTÊNCIA	0.8 Capacitivo ~0.8 Indutivo		
CONEXÃO COM A REDE	Compatível com 1 ou 2 fases		
CAT. DE PROTEÇÃO DE SOBRETENSÃO AC	Categoria III		
EFICIÊNCIA			
EFICIÊNCIA MÁXIMA	96.2%	97.2%	97.8%
EFICIÊNCIA DE ADAPTAÇÃO DO MPPT	>99.9%		
PROTEÇÃO			
UNID. DE MONIT. DE CORRENTE RESIDUAL	Integrado		
PROTEÇÃO DE ANTI-ILHAMENTO ATIVA	Distúrbio de frequência e potência reativa		
PROTEÇÃO DE SOBRECORRENTE AC	Integrado		
MONITORAMENTO DE ISOLAMENTO	Integrado		
CERTIFICAÇÕES E PADRÕES			
NORMAS PARA CONEXÃO NA REDE	G83/2, VDE0126-1-1, AS4777.2&.3, EN50438, ERDF-NOI-RES_13E		
SEGURANÇA	IEC62109-1-&-2		
EMC	EN 61000-6-1, EN 61000-6-2, EN 61000-6-3, EN 61000-6-4, EN 61000-3-2, EN 61000-3-3		
DADOS GERAIS			
DIMENSÕES (LxAxC)	344*274.5*128mm		347*432*145mm
PESO (kg)	7.5	8.5	14
MONTAGEM	Suporte de parede		
TEMPERATURA DE OPERAÇÃO	-25~60°C (>45°C derating)		
UMIDADE RELATIVA	0~95%		
CAT. DE LOCALIZAÇÃO DE UMIDADE	4K4H		
ALTITUDE MÁXIMA DE OPERAÇÃO	4000m(>2000m derating)		
ÍNDICE DE PROTEÇÃO	IP65		
AMBIENTE	Externo e Interno		
TOPOLOGIA	Sem Transformador		
CONSUMO EM STAND-BY	<1W		
VENTILAÇÃO	Convecção		
EMIÇÃO SONORA	<25dB		
DISPLAY	LCD		
COMUNICAÇÃO	Wi-Fi ou RS485		
GARANTIA	5 anos		

ANEXO 4 – FORMULÁRIO DE SOLICITAÇÃO DE ACESSO COPEL

FORMULÁRIO DE SOLICITAÇÃO DE ACESSO PARA MICROGERAÇÃO DISTRIBUÍDA COM POTÊNCIA IGUAL OU INFERIOR A 10kW

1 - Identificação da Unidade Consumidora - UC		
Código da UC:	Classe:	
Titular da UC:		
Rua/Av.:	Nº:	CEP:
Bairro:	Cidade:	
E-mail:		
Telefone:	Celular:	
CNPJ/CPF:		
2- Dados da Unidade Consumidora		
Carga instalada (kW):	Tensão de atendimento (V):	
Tipo de conexão: <input type="checkbox"/> monofásica <input type="checkbox"/> bifásica <input type="checkbox"/> trifásica		
3 - Dados da Geração		
Potência instalada de geração (kW):		
Tipo da Fonte de Geração:		
<input type="checkbox"/> Hidráulica <input type="checkbox"/> Solar <input type="checkbox"/> Eólica <input type="checkbox"/> Biomassa <input type="checkbox"/> Cogeração Qualificada		
Outra (especificar):		
4 - Documentação a Ser Anexada		
<input type="checkbox"/> 1. ART do Responsável Técnico pelo projeto elétrico e instalação do sistema de microgeração		
<input type="checkbox"/> 2. Diagrama unifilar contemplando Geração/Proteção(inversor, se for o caso)/Medição e memorial descritivo da instalação.		
<input type="checkbox"/> 3. Certificado de conformidade do(s) inversor(es) ou número de registro da concessão do Inmetro do(s) inversor(es) para a tensão nominal de conexão com a rede.		
<input type="checkbox"/> 4. Dados necessários para registro da central geradora conforme disponível no site da ANEEL: www.aneel.gov.br/scg		
<input type="checkbox"/> 5. Lista de unidades consumidoras participantes do sistema de compensação (se houver) indicando a porcentagem de rateio dos créditos e o enquadramento conforme incisos VI a VIII do art. 2º da Resolução Normativa nº 482/2012		
<input type="checkbox"/> 6. Cópia de instrumento jurídico que comprove o compromisso de solidariedade entre os integrantes (se houver)		
<input type="checkbox"/> 7. Documento que comprove o reconhecimento, pela ANEEL, da cogeração qualificada (se houver)		
5 - Contato na Distribuidora (preenchido pela Distribuidora)		
Responsável/Área:		
Endereço:		
Telefone:		
E-mail:		
6 - Solicitante		
Nome/Procurador Legal:		
Telefone:		
E-mail:		
Local	Data	Assinatura do Responsável

APÊNDICE 1 – MODELO DE MEMORIAL DESCRITIVO ELABORADO

**PROJETO DE INSTALAÇÃO
(MEMORIAL DESCRITIVO)**

**SISTEMA DEMICROGERAÇÃO FOTOVOLTAICA
CAPACIDADE DE GERAÇÃO 4.62 kWp**

Categoria: PESSOA FÍSICA

Proprietário:

Endereço:

Cidade:

CEP:

DATA

SUMÁRIO

INFORMAÇÕES GERAIS (UNIDADE CONSUMIDORA)	
RESPONSÁVEL TÉCNICO E EMPRESA EXECUTADORA DO PROJETO.....	
OBJETIVO.....	
CARACTERÍSTICAS GERAIS DO PROJETO.....	
GERADOR SOLAR FOTOVOLTAICO.....	
DISPONIBILIDADE DE SUPERFÍCIE.....	
DISPONIBILIDADE SOLAR.....	
NORMAS.....	
MÓDULOS FOTOVOLTAICOS.....	
INVERSOR FOTOVOLTAICO.....	
QUADRO DE PROTEÇÃO.....	
TERRAMENTO.....	
PONTO COMUM DE CONEXÃO COM A REDE.....	
ESTRUTURA DE CABEAMENTO.....	
MEMORIAL DE CÁLCULO.....	
ENTRADA GERAL E MEDIÇÃO DE ENERGIA.....	
NOMENCLATURAS.....	
ANEXOS.....	

INFORMAÇÕES GERAIS (UNIDADE CONSUMIDORA)

Nome:	
Unidade Consumidora:	
Concessionária:	
Tipo de Carga:	
Cidade:	
Endereço:	
CEP:	
Telefone:	
E-mail:	
Latitude:	
Longitude:	
Telhado:	
Categoria de ligação:	
Disjuntor Geral do Medidor:	
E-mail:	
Consumo Anual Médio (Kwh):	

RESPONSÁVEL TÉCNICO E EMPRESA EXECUTADORA DO PROJETO

Nome:	
CREA-PR:	
Telefone:	
Endereço:	
E-mail:	

A empresa executora deste projeto é a(NOME DA EMPRESA), com sede na(ENDEREÇO DA EMPRESA), inscrita no CNPJ sob o nº (Inserir o número) e Inscrição Estadual nº (Inserir o número).

OBJETIVO

Este memorial tem por objetivo descrever o projeto para instalação elétrica de um sistema com micro geração fotovoltaica (FV) do tipo “*on-grid*” em uma unidade consumidora PESSOA FÍSICA. A edificação está localizada no endereço..., como mostrado na figura 1:

INSERIR FIGURA DO LOCAL DA INSTALAÇÃO

Figura 1: Mapa de localização da unidade consumidora.

Será instalado um sistema fotovoltaico com capacidade de 4.62 kWp, com os módulos FV voltados para o hemisfério (OESTE; NORTE), conectada à rede da COPEL para ser classificado como compensação de energia elétrica de acordo com a resolução 687/2015 da ANEEL.

Neste documento não será abordado o dimensionamento do sistema de micro geração no ponto de vista do retorno financeiro sobre o investimento realizado.

CARACTERÍSTICAS GERAIS DO PROJETO

Proprietário	
Técnico Responsável	
Projeto	
Endereço	
Município	
Classe	
Unidade Consumidora	
Tensão de Distribuição (Alimentação)	
Proteção Geral	
Tipo de conexão	
Condutores do Ramal de Ligação	

Consumo Médio Mensal	
Capacidade Instalada	
Energia Fotovoltaica	

No padrão de entrada será colocada uma placa de advertência, conforme norma técnica COPEL NTC905200, no item 5.4, com dimensões de 210x100mm afixada de forma permanente na tampa da caixa de medição do padrão de entrada ou cabine primária da unidade consumidora, com os dizeres “CUIDADO – GERAÇÃO DISTRIBUÍDA – COPEL”, com gravação indelével, conforme imagem a seguir.



Figura 2: Placa de advertência.

A seguir informações do fornecimento de energia

Categoria de Ligação	
Número do medidor	
Informações de Conexão	
Disjuntor Geral do Medidor (Padrão de Entrada)	

GERADOR SOLAR FOTOVOLTAICO

IDENTIFICAÇÃO DO EMPREENDIMENTO:	
Nome do Projeto: SISTEMA DE MICROGERAÇÃO FOTOVOLTAICA	
Proprietário:	
Endereço do proprietário:	
Município:	
CPF / CNPJ:	
Telefone:	
Características do Local do Empreendimento:	
Endereço:	
Município:	
Telefone:	
Número da Unidade Consumidora (UC):	
Latitude:	
Longitude:	
Orientação Latitude:	
Temperatura ambiente média Anual (°C):	
Central Geradora:	
Potência Total Instalada (kW):	
Área total da central Geradora (m ²):	
Peso sobre a estrutura KG:	
Módulos da Central:	
Números de módulos:	
Potência de pico:	
Energia produzida:	
Fabricante: CANADIAN SOLAR	
OPERAÇÃO EM CORRENTE CONTINUA MAIOR FAIXA	
Tensão de operação do MPPT: 125 VCC à 550 VCC	Tensão máxima do inversor: 580 V
Tensão de circuito aberto do Módulo FV: 45.6 V	Modelo do inversor: SOLAR-5K-GDM1
Corrente de curto-circuito do Módulo FV: 9.45 A	Tensão conexão: 127/220 V

Potência total do Inversores: 6500 W	Esquema de ligação: BIFASICA	
Frequência de saída: 60Hz	Máxima corrente: 11ª por MPPT	

DISPONIBILIDADE DA SUPERFÍCIE

O local de instalação é descrito como se segue:

Instalação com telhado em CERÂMICA, com inclinação de 35%, com face voltada para o hemisfério (OESTE; NORTE).

DISPONIBILIDADE SOLAR

Irradiação solar diária média por mês no plano horizontal.

A disponibilidade de energia solar é verificada utilizando como base os dados obtidos através do programa SunData disponibilizado pelo CRESESB, com valores médios mensais de radiação solar em um plano horizontal.

Para o local onde o sistema vai ser instalado temos:

- Latitude:
- Orientação:
- Longitude:
- Irradiação média:

Requisitos mínimos para interligação de micro geração e mini geração distribuída com rede de distribuição da COPEL-DIS - COMPANHIA com paralelismo permanente através do uso de inversores – consumidores de média e baixa tensão.

NORMAS

Os desenhos, equipamentos e materiais do projeto, cumprem as recomendações constantes dos seguintes documentos e normas:

- **ABNT NBR 5410**, Instalações elétricas de baixa tensão;
- *ABNT NBR 16149*, Sistemas Fotovoltaicos (FV) - Características da interface de conexão com a rede elétrica de distribuição;
- **GED 15303**, Conexão de Micro e Mini Geração Distribuída sob Sistema de Compensação de Energia Elétrica;
- **ANEEL RESOLUÇÃO Nº 517**, Resolução Nº 517 de 11 de dezembro de 2012 da Agência Nacional de Energia Elétrica.

MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

Os módulos FV são do tipo SI-POLY, modelo CS6U-330P e dispõem das certificações de qualidade TÜV Rheinlandto ISO 9001:2008, ISO 14001:2004 e BS OHSAS 18001:2007. Além de se enquadrar nas normas IEC 61215 e IEC 61730 e apresentar elevada eficiência e classificação “A” pelo INMETRO com as seguintes especificações básicas:

Parâmetro	CS6U-330P
Potência Máxima (Wp)	330
Tensão Máxima (Vmp)	37.2
Corrente Máxima (Imp)	8.88
Tensão de Circuito Aberto (Voc)	45.6
Corrente de Curto Circuito (Isc)	9.45
Eficiência (%)	16.97
Temperatura de Operação (°C)	-40 ~+85
Tolerância de Energia (W)	0 ~ + 5
Peso (Kg)	22.4
Certificado do INMETRO	003154/2017

Nota: Características adicionais no catálogo anexo.

Foram dimensionados 14 módulos FV arranjados em 2“strings” em série com o intuito de gerar a energia proposta e obter a tensão CC adequada para a entrada do inversor.

Os módulos serão fixados através de estruturas metálicas de alumínio anodizado com alta resistência à corrosão. Elas serão montadas diretamente sobre os telhados através de parafusos auto atarraxantes que se fixa na estrutura que o sustenta, proporcionando uma alta resistência a ventos.

As conexões elétricas intermediárias e finais entre os módulos serão executadas por conector do tipo MC4 de engate rápido (O fabricante apresenta total garantia sobre a integridade das conexões mesmo que sob condições climáticas rigorosas).

A “string” alimentará o inversor FV, totalizando 2“strings” conectado individualmente ao inversor conforme ilustrado no diagrama multifilar anexo. Eles proporcionarão uma tensão máxima de circuito aberto de 30.8 Voc em operação sob carga máxima. Estes valores se enquadram na faixa operacional para tensão de entrada CC do inversor FV (ver catálogo). A tabela abaixo descreve a potência instalada no projeto:

Potência	
Suportada	6500 Wp
Instalada	4620 Wp

INVERSOR FOTOVOLTAICO

Serão utilizados:

1 x Inversor NHS modelo SOLAR-5K-GDM1, potência máxima de 6500W, Desenvolvidos de acordo com as normas brasileiras (ABNT-NBR-16149, ABNT-NBR-16150 e ABNT-NBR-IEC-62116) com Grau de proteção IP65, contra poeira e água, permitindo a instalação interna ou externa.

Durante a noite, o inversor deixa de operar e se mantém em estado de “stand by”, com o objetivo de minimizar o consumo do sistema. O conjunto de proteções de

conexão dos inversores não permite que funcione de forma ilhada, ou seja, em caso de falha da rede elétrica, a planta deixaria de funcionar.

Os inversores aplicados em sistemas fotovoltaicos devem atender aos requisitos estabelecidos na ABNT NBR IEC 62116 ABNT NBR 16149 e ANBT NBR16150. Funcionará também como dispositivo de monitoramento de isolamento, para desconexão automática da instalação fotovoltaica, no caso de perda da resistência de isolamento.

O lado de corrente contínua CC do inversor, será conectado aos módulos fotovoltaicos, e no lado de corrente alternada CA, será conectado o quadro de distribuição elétrica mais próxima da planta fotovoltaica. Como a tensão FN do ponto de conexão é de 127 V, as saídas F e N do inversor serão ligadas em duas fases, formando 220V entre as fases.

As características resumidas do inversor estão apresentadas na tabela abaixo bem como os ajustes realizados para adequação a rede local (consultar o catálogo anexo para obter informações adicionais):

Parâmetro	SOLAR-5K-GDM1
Potência de Entrada Máxima (CC)	6500 W
Tensão de Entrada Máxima (CC)	580 V
Faixa de Operação SPMP (MPPT)	125 ~550
Tensão CC de Partida	120 V
Corrente CC Máxima	11 por MPPT
Número de <i>MPPT</i>	2
Saída Nominal CA	5000 VA
Frequência Nominal (Faixa)	45~55Hz / 55~65Hz;
Certificado do INMETRO	4378/2017

Caso a rede da concessionária opere fora das faixas toleradas para tensão e frequência (ABNT NBR 60149), os inversores serão bloqueados e desconectados da rede através de 2 relés de proteção conectados em série (faz parte de cada inversor) em um intervalo de tempo inferior a 2 segundos. Esta proteção é conhecida

como “anti-ilhamento” e após o reestabelecimento da rede pela concessionária, o religamento dos inversores é executado em 180 segundos.

QUADRO DE PROTEÇÃO

Será instalado um quadro de proteção, conhecido como “*stringbox*”, para cada MPPT do inversor com proteções na entrada CC (módulos FV até o inversor) e na saída em CA (do inversor até a rede da concessionária), conforme esquema elétrico.

A parte CC é projetada para absorver surtos provenientes de descargas atmosféricas que possam incidir diretamente sobre os módulos fotovoltaicos e propagar até a entrada do inversor. A proteção é executada por dispositivos de proteção contra surtos (DPS/1000Vcc/40kA, ver catálogo anexo). Este circuito é protegido por 2 fusíveis de 15A do tipo cartucho (um em cada polo) com curva de proteção e nível de interrupção adequados para a aplicação em geração FV. Uma seccionadora 1000 Vcc, que permite o desligamento da entrada do inversor para execução de serviço de manutenção.

O lado CA é composto por um disjuntor BIPOLAR de 30A e dois Dispositivos de Proteção contra Surto (DPS/275Vca/20kA/Classe II). Esta proteção faz parte do segundo estágio de absorção de surtos, sendo o primeiro de maior capacidade (Classe I), está localizado no quadro geral de entrada, próximo ao medidor de energia.

ATERRAMENTO

A edificação possui malhas de aterramentos no esquema TN-S (conforme norma ABNT NBR 5410), resultando em uma resistência de aterramento inferior a 15Ω , mesmo que em solo seco. A instalação original composta por 1 haste de 2,44m com seção de 5/8” enterradas no solo garantem a qualidade do aterramento.

Os cabos de aterramento dos módulos fotovoltaicos, assim como os cabos de força CC, são apropriados para instalação externa, sujeitos a insolação e intempéries. A bitola para aterramento entre as estruturas metálicas e os “*string*

boxes” é de 6 mm² conforme recomendado pela IEC/TS 62548 (norma em elaboração no Brasil pela Comissão de Estudo CE-03:064.01 do COBEI).

A conexão da moldura dos módulos com o cabo terra é executada por *clips* de aterramento, *jumpers* entre os perfis e grampos terminadores específicos para aterramento.

PONTO COMUM DE CONEXÃO COM A REDE

O ponto de conexão está localizado a aproximadamente 16m do quadro de medição e proteção geral.

ESTRUTURAÇÃO DE CABEAÇÃO

Todos os condutores serão de cobre, adequados para uso em intempéries, e sua seção será a suficiente para assegurar que a queda de tensão no cabeamento seja inferior a 4%, conforme a norma ABNT NBR 5410. O circuito entre a série de módulos e a entrada DC do inversor, será composto por cabos preparados para ambientes externos com seção entre 4 e 6 mm². Serão utilizados conectores do tipo MC4, concebidos especificamente para utilização em sistemas fotovoltaicos para interligar os módulos ao inversor. Os circuitos serão condicionados em eletrodutos e os cabos serão de cobre estanhado, com isolamento para 1,8kV, próprios para uso em geradores fotovoltaicos, respeitando as seguintes normas técnicas: - NBR 16612 - Cabos de potência para sistemas fotovoltaicos, não halogenados, isolados, com cobertura, para tensão de até 1,8 kV C.C. entre condutores - Requisitos de desempenho. - ABNT NBR NM 280 - Condutores de cabos isolados (IEC 60228, MOD)

MEMORIAL DE CÁLCULO

Os circuitos CC e CA foram dimensionados como mostram as tabelas abaixo:

Circuitos CC mais carregado (STRING 1)							
Origem	Destino	Distância	Bitola	Proteção	Resistência	V Nom.	I Máx.
Módulos	Inversor	8 m	6 mm ²	FS 15 A	5,09Ω/km	37.2V _{cc}	9.45 A

Nota: O limite máximo para queda nos condutores CC é de 3% de acordo com a norma IEC/TS 62548. (Tensão Nominal CC = 9 x 37.2V_{cc} = 334.8V_{cc})

Circuitos CA							
Origem	Destino	Distância	Bitola	Proteção	Resistência	V Nom.	I Máx.
Inversor	QDG	4 m	6 mm ²	DJ 30 A	6,10Ω/km	220 V _{ca}	22.8 A

Nota: O limite máximo para queda nos condutores CA é de 4% de acordo com a norma ABNT NBR 5410. (Tensão Nominal CA – 220 V_{ca} (F-F)).

De acordo com a norma ABNT NBR 5410, temos as seguintes classificações e fatores de correção para o ponto de maior carregamento:

- Método de instalação: B1 (eletroduto aparente e cabos unipolares);
- Fator de correção por temperatura: 0,71 (isolação em PVC e temperatura ambiente máxima de 50°C);
- Fator de agrupamento: 0,57 (para 6 circuitos instalados em eletroduto aparente);

No ramal de entrada geral, a instalação elétrica original possui cabos de 10 mm² (1,72ohm/km @ FP=0,95).

Mesmo considerando um consumo interno nulo, os cabos de entrada suportariam a corrente máxima injetada com uma queda inferior a 4% entre o ponto de conexão com a rede da COPEL-DIS - COMPANHIA e o ponto de injeção (limite imposto pela ABNT NBR 5410).

ENTRADA GERAL E MEDIÇÃO DE ENERGIA

Atualmente a tarifação de energia elétrica consumida é realizada por um medidor eletromecânico apropriado para o tipo de conexão BIFÁSICA.

Com a instalação do sistema de micro geração, a concessionária de energia elétrica deverá, após aprovação, substituir o medidor atual por um do tipo bidirecional eletrônico.

ANEXOS

Anexo 1: Fatura de energia.

Anexo 2: Especificações da String Box.

Anexo 3: Especificações técnicas dos módulos fotovoltaicos.

Anexo 4: Especificações técnicas do Inversor.

Anexo 5: Diagrama Unifilar do sistema fotovoltaico conectado a rede.