

UNIVERSIDADE FEDERAL DA PARAÍBA
CENTRO DE ENERGIAS ALTERNATIVAS E RENOVÁVEIS
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA

BAYRON FIALHO SILVEIRA[©]

**PROPOSTA DE DESENVOLVIMENTO DE UM SISTEMA FOTOVOLTAICO PARA
O BLOCO KLM LOCALIZADO NO CENTRO DE TECNOLOGIA DA UFPB**

João Pessoa
2018

BAYRON FIALHO SILVEIRA

**PROPOSTA DESENVOLVIMENTO DE UM SISTEMA FOTOVOLTAICO PARA O
BLOCO KLM LOCALIZADO NO CENTRO DE TECNOLOGIA DA UFPB**

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado como requisito para a obtenção do título de Engenheiro Eletricista pelo Departamento de Engenharia Elétrica da Universidade Federal da Paraíba.

Orientador: Prof. Dr. Nady Rocha – UFPB
Coorientador: Prof. Dr. Rogério Gaspar de Almeida – UFPB

João Pessoa
2018

BAYRON FIALHO SILVEIRA

PROPOSTA DESENVOLVIMENTO DE UM SISTEMA FOTOVOLTAICO PARA O BLOCO KLM LOCALIZADO NO CENTRO DE TECNOLOGIA DA UFPB

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado como requisito para a obtenção do título de Engenheiro Eletricista pelo Departamento de Engenharia Elétrica da Universidade Federal da Paraíba.

Aprovado em: de junho de 2018.

BANCA EXAMINADORA:

Prof. Dr. Nady Rocha – UFPB

Prof. Dr. Rogério Gaspar de Almeida – UFPB

Prof. Dr. Euler Cássio Tavares de Macedo – UFPB

Prof. Dr. Darlan Alexandria Fernandes – UFPB

João Pessoa
2018

Silveira, Bayron Fialho

Proposta de desenvolvimento de um sistema
fotovoltaico para o bloco KLM

67 f. il.

Orientadores: Prof. Nady Rocha, Dr e Prof.
Rogério Gaspar de Almeida, Dr.

Trabalho de Conclusão de Curso, 2018

1. Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede. 2. Projeto
fotovoltaico. 3. Inspeção Técnica.

AGRADECIMENTOS

Agradeço primeiramente a Deus, que sempre me orientou e jamais me deixou desistir dos meus sonhos.

À minha família, em especial meus pais Bento e Nadja, que sempre doaram seu máximo para oferecer o melhor para seus filhos e que sempre acreditaram e cederam total apoio e confiança aos meus sonhos e objetivos traçados, sendo motivo de encorajamento e inspiração.

Ao meu irmão Breno e minha namorada Anna Tereza, que estavam sempre por perto sendo fonte de segurança e incentivo, sempre lembrando do meu potencial, e reafirmando que sou capaz de cumprir meus deveres.

Aos Professores Dr. Nady Rocha e Dr. Rogério Gaspar, pela paciência e competência com que orientaram o meu trabalho de conclusão de curso e a disposição que foi cedida, mesmo estando atarefados, ensinando-me da melhor forma, sempre com muita clareza e compreensão.

Ao Rafael Camelo pelas importantes contribuições e as várias horas de trabalho abdicadas, junto a mim, para colaborar com este trabalho.

Aos meus colegas de curso que sempre estiveram ao meu lado, em especial, Diogo, Leda, Gabriel Dalmolin, José Dalison, Wolney, Rodrigo, Igor e todos os outros que fizeram parte da minha vida acadêmica. Foram anos inesquecíveis cujo apoio e companheirismo foram essenciais durante toda esta graduação e conclusão deste trabalho.

Por fim, gostaria de expressar neste espaço mais sinceros agradecimentos a todos aqueles que indiretamente contribuíram para este trabalho, vocês foram fundamentais.

Obrigado!

RESUMO

Este trabalho propõe o desenvolvimento de um projeto para um sistema fotovoltaico conectado à rede elétrica, incorporado ao sistema de compensação, onde é possível injetar energia na rede durante o período em que a geração é maior que o consumo da unidade consumidora, e utilizar energia da rede quando não houver geração suficiente para suprir um determinado consumo, de acordo com a Resolução Normativa nº 482, de 2012, da ANEEL, a qual rege os sistemas de Micro e Minigeração. A edificação escolhida foi o telhado norte, do Bloco KLM, que pertence ao Centro de Tecnologia da Universidade Federal da Paraíba, onde este trabalho estenderá também como subsídio para aquisição de conhecimento aos alunos de engenharia elétrica e energias renováveis da UFPB, bem como outras universidades e para administração responsável pelo CEAR, na hipótese de implantação de um sistema fotovoltaico em suas instalações. O projeto compreenderá informes sobre as características locais e dados métricos, além de dimensionamento dos equipamentos principais e de proteção, diagramas elétricos unifilares e multifilares, desenhos dos arranjos de módulos fotovoltaicos, conforme a norma da Energisa Paraíba (NDU 013), distribuidora que detém a rede na qual a universidade está conectada. Integra também ao trabalho uma pesquisa financeira, de acordo com o mercado atual no Brasil.

Palavras-chave: Sistema Fotovoltaico Interligado à Rede. Dimensionamento de Equipamentos. Projetos Fotovoltaicos.

ABSTRACT

This work proposes the development of a project for a photovoltaic system connected to the grid, incorporated into the compensation system, where it is possible to inject energy into the grid during the period in which the generation is superior than the consumer consumption unit, and use energy from network when there is not enough generation to supply a specific consumption, according to Normative Resolution No. 482, of 2012, of ANEEL, which regulates the Micro and Minigeneration systems installation. The building chosen was the northern roof of the KLM Block, which belongs to the Center for Technology of the Federal University of Paraíba, where this work will also extend as a subsidy for the acquisition of knowledge to students of electrical engineering and renewable energies of the UFPB, as well as like other universities and for responsible administration by the CEAR, in the hypothesis of implantation of a photovoltaic system in its facilities. The project will include reports on local characteristics and metric data, as well as the design of main and protective equipment, single and multifilament electrical diagrams, designs of photovoltaic module arrangements, according to Energisa Paraíba (NDU 013) standard, distributor holding the network on which the university is connected. Also integrates to the work a financial research, according to the current market in Brazil.

Keywords: Photovoltaic System Interconnected to the Network. Sizing Equipment. Photovoltaic Projects.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1.1 – Área base do projeto.....	15
Figura 1.2 – Satélite Glory.....	18
Figura 1.3 – Célula fotovoltaica de silício policristalino 15cm x 15cm.....	21
Figura 1.4 – Modelo de uma célula fotovoltaica de silício.....	25
Figura 1.5 – Inversores interativos.....	27
Figura 1.6 – Categoria de inversores por princípio de operação.....	28
Figura 1.7 – Configuração de um sistema fotovoltaico com inversor central.....	30
Figura 1.8 – Configuração de um sistema fotovoltaico com inversor multi-string..	31
Figura 1.9 – Configuração de um sistema fotovoltaico com inversor string.....	32
Figura 1.10 – Inversores integrados aos respectivos painéis fotovoltaicos.....	33
Figura 1.11 – Variação do ponto de máxima potência de um módulo.....	34
Figura 3.1 – Ordenamento simplificado do medidor bidirecional.....	37
Figura 4.1 – Planta de locação e vista superior da cobertura.....	40
Figura 4.2 – Ângulo formado entre a direção Norte-Sul e a fachada do bloco.....	41
Figura 4.3 – Irradiação solar do local de instalação.....	42
Figura 5.1 – Placa de Advertência.....	55
Figura 5.2 – Esboço do projeto através do software SketchUp.....	56

LISTA DE TABELAS

Tabela 3.1 – Limite de distorção harmônica de corrente.....	38
Tabela 4.1 – Ficha técnica do módulo fotovoltaico.....	43
Tabela 4.2 – Requisitos de proteção inclusos nos inversores escolhidos.....	45
Tabela 4.3 – Quedas de tensão aceitáveis entre componentes do SFCR.....	46
Tabela 5.1 – Dados sobre os módulos usados no sistema.....	53
Tabela 5.2 – Dados sobre os inversores usados no sistema.....	53
Tabela 5.3 – Parâmetros para ajuste do inversor conforme NDU-013.....	54
Tabela 5.4 – Proteção CC.....	55
Tabela 5.5 – Proteções CA.....	55
Tabela 5.6 – Estimativa de custo do sistema fotovoltaico.....	57

LISTA DE SIGLAS

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica
CA – Corrente Alternada
CC – Corrente Contínua
CEAR – Centro de Energias Alternativas e Renováveis
CEPEL – Centro de Pesquisa de Energia Elétrica
CRESESB – Centro de Referência para Energia Solar e Eólica
DPS – Dispositivo de Proteção Contra Surto
EPE – Empresa de Pesquisa Energética
EPI – Equipamento de Proteção Individual
FDI – Fator Dimensionamento do Inversor
FV – Fotovoltaica
MPPT – Rastreador do ponto de máxima potência
NDUs – Normas de Distribuição Unificadas
PRODIST – Procedimentos de Distribuição
SFCR – Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede
STC – Condições de Teste-Padrão
UC – Unidade Consumidora
UFPB – Universidade Federal da Paraíba

LISTA DE SÍMBOLOS

GWh – Gigawatt-hora

kW – Quilowatt

KWh – Quilowatt-hora

MW – Megawatt

W – Watt

Wh – Watt-hora

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO.....	13
1.1	MOTIVAÇÃO.....	14
1.2	PROPOSTA DE TRABALHO.....	15
1.3	ORGANIZAÇÃO DO TRABALHO.....	16
2	CONCEITOS E DEFINIÇÕES.....	17
2.1	SISTEMAS FOTOVOLTAICOS	17
2.1.1	Classificação dos sistemas voltaicos.....	18
2.1.2	Sistemas fotovoltaicos conectados à rede.....	19
2.2	POTENCIAL SOLAR NACIONAL.....	20
2.3	MÓDULOS FOTOVOLTAICOS.....	21
2.3.1	Células fotovoltaicas.....	21
2.3.2	Silício monocristalino.....	22
2.3.3	Silício multicristalino.....	22
2.3.4	Silício amorfo.....	22
2.3.5	Técnicas de fabricação das células solares.....	23
2.3.6	Classificação dos módulos fotovoltaicos.....	24
2.3.7	Modelo elétrico equivalente de uma célula fotovoltaica.....	25
2.4	INVERSORES.....	26
2.4.1	Modelos de inversores baseados na comutação.....	27
2.4.2	Topologias de inversores conectados à rede.....	29
2.4.3	Seguidor de potência máxima.....	33
3	REGRAS E NORMAS DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA.....	35
3.1	GERAÇÃO DISTRIBUÍDA.....	35
3.2	REGULAMENTAÇÕES DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA.....	36
3.3	NORMA DE DISTRIBUIÇÃO UNIFICADA.....	36
3.3.1	Medidor bidirecional.....	37
3.3.2	Requisitos de qualidade.....	37

4	O PROJETO FOTOVOLTAICO.....	40
4.1	AVALIAÇÃO DO LOCAL.....	40
4.2	ANÁLISE DA IRRADIAÇÃO LOCAL.....	41
4.3	SELEÇÃO DOS MÓDULOS FOTOVOLTAICOS.....	42
4.4	SELEÇÃO DO INVERSOR INTERATIVO.....	43
4.4.1	Definição do arranjo fotovoltaico.....	45
4.5	DIMENSIONAMENTO DO CABO DE STRING.....	46
4.6	DIMENSIONAMENTO DE FUSÍVEIS CONTRA SOBRECORRENTE NO LADO CC.....	48
4.6.1	Porta-fusíveis.....	48
4.7	CHAVE SECCIONADORA DO LADO CC.....	49
4.8	DISPOSITIVO DE PROTEÇÃO CONTRA SURTO LADO CC.....	49
4.9	CONDUTORES DO LADO CA.....	50
4.10	DISJUNTOR LADO CA.....	51
4.11	DISPOSITIVO DE PROTEÇÃO CONTRA SURTOS LADO CA.....	52
4.12	CONDUTOR DE EQUIPOTENCIALIZAÇÃO E ATERRAMENTO.....	52
5	RESULTADO DO PROJETO.....	53
5.1	DIAGRAMAS ELÉTRICOS UNIFILAR E MULTIFILAR.....	56
5.2	ESTIMATIVA DO VALOR DO PROJETO.....	56
6	CONCLUSÃO.....	59
	REFERÊNCIAS.....	60
	APÊNDICE A – Diagrama elétrico unifilar.....	63
	APÊNDICE B – Diagrama elétrico multifilar.....	64
	APÊNDICE C – Esquema das ligações vindas do arranjo fotovoltaico....	65
	ANEXO A – Módulo Fotovoltaico.....	66
	ANEXO B – Requisitos de proteção inclusos nos inversores.....	67

1 INTRODUÇÃO

O aproveitamento de fontes de energia conservadoras, a exemplo de combustíveis fósseis e energia nuclear, trouxe consigo um encadeamento de complicações ambientais, (pelo fato de serem extremamente poluidoras), sociais e políticas. Em consequência do contínuo aumento da demanda energética do setor fabril e da rotina humana, cada vez mais dependente de equipamentos elétricos, acarretou uma enorme busca por energia elétrica nos últimos tempos. Desta forma, surgiu a inevitabilidade da busca por novas maneiras de produzir energia elétrica, como a eólica e fotovoltaica. Esta segunda, com uma ampla receptividade, pelo fato de estender soluções tanto para grandes instalações, a exemplo de leilões energéticos e condomínios solares, bem como para instalações de pequeno e médio porte, de geração distribuída, aqueles sistemas instalados nos telhados de residências e empresas (ALVES, 2016).

Geração distribuída é uma fraseologia utilizada para apontar a geração de energia elétrica ligada a consumidores independentes da potência, tipo de tecnologia ou fonte utilizada. A geração distribuída inclui co-geradores, geradores que utilizam como fonte energética resíduos combustíveis de processo, geradores de emergência, geradores para operação no horário de ponta, placas fotovoltaicas e as PCH's, que são as pequenas centrais hidrelétricas (INEE, 2016).

Foi através da resolução 482 de 17 de abril de 2012, publicada pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), que permitiu aos brasileiros gerar sua própria energia utilizando fontes renováveis, seja ela solar, eólica, biomassa ou hidráulica, em sistemas de geração distribuída, e constituiu o conceito de “compensação de energia”, onde a distribuidora recebe a energia excedente gerada pela Unidade Consumidora (edificação que possui um sistema gerador instalado, que se torna, então, autoprodutora de energia para consumo pessoal), e reenvia o exato valor da energia injetada, em forma de créditos na fatura de energia elétrica.

A chamada “compensação de energia” é a mesma formulação mundialmente conhecida como *net-metering*, termo em inglês que pode ser interpretado como “medição líquida” e aplicado à quantidade de energia elétrica a ser faturada pela distribuidora (deve ser a diferença entre o que foi consumido pela Unidade Consumidora (UC), e o que foi gerado, precisamente no mesmo período de tarifação). No Brasil, o sistema de compensação de energia é um pouco diferente, principalmente

devido à imposição das Secretarias de Fazenda dos Estados de que as concessionárias locais sejam taxadas em total valor de energia que fornecem aos seus clientes (mesmo que essa quantia energética for provinda dos créditos energéticos devolvidos). Por esse motivo, as concessionárias fazem uma espécie de “operação financeira” com os créditos energéticos, concedendo-lhes um valor monetário, e a partir daí é realizada a compensação. Boa parte dos Estados já desobriga parcialmente os créditos energéticos de impostos, e espera-se que, em breve, todos adotem essa prática para que a isenção seja absoluta, proporcionando um maior retorno financeiro sobre estes créditos energéticos (BLUE SOL, 2016).

Diante deste contexto favorável respaldado pela resolução da ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica), o presente trabalho de conclusão será elaborado com intuito de pesquisar, projetar e inseri-lo na UFPB (Universidade Federal da Paraíba), caso a Instituição anseie utilizá-lo para introduzir um sistema fotovoltaico no Bloco KLM¹.

1.1 MOTIVAÇÃO

De modo geral, o aumento constante do custo da energia elétrica tem impactado significativamente, tanto nos orçamentos do público habitacional quanto nos setores privados e estatais. Desta maneira, muitas vezes esse agrupamento de usuários e consumidores de energia elétrica precisa deixar de investir em outras áreas, como no caso da UFPB que abre mão de melhorias como a climatização de salas, investimento nas bibliotecas, melhorias na estrutura dos prédios, para poder arcar com os valores das tarifas de energia com valores elevados.

Perante essa realidade, uma das alternativas propostas pela Reitoria da Universidade foi a produção de energia por meio de luz solar, que reduz tanto os impactos ambientais quanto as despesas da instituição. Com a redução da conta, seriam possíveis investimentos em melhorias da Universidade, como a iluminação LED, que proporciona alta eficiência e reduz os custos das faturas de energia.

Para tanto, torna-se imprescindível um estudo de viabilidade e um projeto de geração fotovoltaica, integralizado e exequível, realizado pelo Centro de Energias

¹ Bloco situado dentro do CEAR – Centro de Energias Alternativas e Renováveis da UFPB.

Alternativas e Renováveis da UFPB, o qual dispõe de disciplinas e corpo docentes capazes de instruir discentes à realização destas atividades.

1.2 PROPOSTA DE TRABALHO

O presente trabalho visa realizar um estudo de viabilidade para implementação de projeto no Bloco KLM, bem como apresentar as etapas para concepção deste projeto de geração para instalação de um Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede (SFCR), caracterizada como microgeração. O Bloco KLM dispõe de laboratórios e salas diariamente utilizados por estudantes do CEAR. O projeto será dimensionado sobre o telhado Norte do Bloco KLM, situado no Centro de Tecnologia (CT) da UFPB, conforme Figura 1.1. A previsão é de que o respectivo SFCR possua 44,88 kWp de capacidade instalada com finalidade de reduzir os gastos da UFPB em energia sob regime de compensação de energia.

Figura 1.1 – Área base do projeto.



Fonte: Arquivo pessoal do autor.

1.3 ORGANIZAÇÃO DO TRABALHO

O trabalho desenvolvido será apresentado com a seguinte estrutura:

Capítulo 2 – Como revisão bibliográfica discorreremos sobre a tecnologia fotovoltaica e os sistemas fotovoltaicos conectados à rede, bem como a exposição dos principais equipamentos que constituem e um sistema fotovoltaico.

Capítulo 3 – Serão apresentadas as normas e resoluções da ANEEL, os quais regem o projeto em foco para geração de energia elétrica a partir de um sistema fotovoltaico, bem como a norma de distribuição unificada (NDU) 013, a qual expõe os critérios para conexão de acessantes de geração distribuída ao sistema de distribuição da Energisa Paraíba.

Capítulos 4 e 5 – Apontaremos o desenvolvimento do projeto fotovoltaico.

Capítulo 6 – Explanaremos as conclusões e sugestões de trabalhos futuros.

2 CONCEITOS E DEFINIÇÕES

Neste capítulo serão abordados conceitos sobre energia solar fotovoltaica e classificação de sistemas, bem como estudos que serviram de base para fundamentar este trabalho. Diante do exposto, é demonstrado o estudo dos equipamentos que integram um sistema fotovoltaico, que é representado por: módulo solar, inversor, e medidor de energia.

2.1 SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

Por definição, um “sistema fotovoltaico” é entendido por um gerador de eletricidade da qual a fonte primária é a radiação solar. Nesta conjuntura a palavra sistema reflete o “conjunto” dos equipamentos necessários para que o gerador de eletricidade execute seu trabalho e entregue a energia elétrica gerada; o vocábulo fotovoltaico vem da união e alteração da expressão “foto” (do grego *fos* ou *fotos*), que significa luz e “Volt” que é a unidade de medição da tensão elétrica, e que por sua vez é originada do sobrenome do físico italiano “Alessandro Volta”, inventor da pilha elétrica (BLUE SOL, 2016).

É exequível a instalação de um sistema fotovoltaico em qualquer localidade que recebe a luz suficiente para provocar o “efeito fotovoltaico”. Este efeito físico é encarregado pela transformação da energia portada pela luz em energia elétrica útil. Geradores fotovoltaicos “convertem” a radiação solar em eletricidade de modo direto, ou seja, não há estágios intermediários, como nos geradores a combustível, não dispõem de partes móveis, pois não há trabalho mecânico na geração de eletricidade, e não emitem gases nem ruídos (por esta razão implicam menos manutenções corretivas que os restantes tipos de geradores de energia elétrica) (BLUE SOL, 2016).

Graças à sua elevada confiabilidade que os sistemas fotovoltaicos são utilizados em áreas diversas, como em torres de *links* de telecomunicação, ou mesmo no Espaço, alimentando os equipamentos eletroeletrônicos dos satélites, conforme exemplificado na Figura 1.2 (BLUE SOL, 2016).

Figura 1.2 – Satélite Glory².

Fonte: NASA.

2.1.1 Classificação dos sistemas voltaicos

Conforme a “maneira de entrega” da energia gerada, os sistemas fotovoltaicos são classificados em:

I – Sistema fotovoltaico isolado (*off-grid*): A energia gerada alimenta diretamente às cargas, sem contato com a rede pública de distribuição de energia elétrica;

II – Sistema fotovoltaico conectado à rede (*on-grid*): A energia gerada é “injetada” na rede pública de distribuição de energia elétrica, alimentando indiretamente as cargas ligadas à rede.

Em ambos os casos, o sistema fotovoltaico pode conter um “subsistema de armazenamento de energia”, comumente chamado de banco de baterias. O que difere é apenas o despacho da energia elétrica depois de condicionada (ABNT NBR 11704:2008).

² O Glory foi um satélite planejado pela NASA, cuja missão teria o objetivo de coletar dados climáticos por um longo período de tempo, incluindo: propriedades químicas, micro físicas e óticas, distribuição espaço / tempo de sulfatos e outros aerossóis, além de dados de irradiação solar.

2.1.2 Sistemas fotovoltaicos conectados à rede

Nesta seção serão explanados detalhes, bem como a constituição típica de um sistema conectado à rede SFRC (*on-grid*) – o foco deste trabalho.

O que confere esta denominação como conectado à rede é unicamente a “entrega” da energia gerada à malha pública de distribuição de energia elétrica. Conforme Blue Sol (2016), este pode ou não contar com armazenado elétrico (banco de baterias), porém os SFRCs mais habitualmente instalados não o utilizam, e são conhecidos por “entrega direta”, pois toda a energia gerada é “injetada” imediatamente na rede.

A presença dos SFRC's de entrega direta é exequível graças ao fato desse sistema fotovoltaico ser “secundário em relação à rede”, pois trabalham em paralelismo permanente, ou seja, funcionam com auxiliares que contribuem com a energia elétrica da rede pública. É necessário que um SFRC disponha de um inversor de condicionamento de potência que forneça energia à rede em sincronismo com os níveis de tensão e frequência, obedecendo os valores e limites nominais, sem deixar de acompanhar quaisquer variações de seus níveis (dentro dos limites estabelecidos nas normas locais). Este inversor deve ser capaz de se desconectar da rede automaticamente em caso de anomalias, a exemplo falta de energia na rede, sobretensão, subtensão, sobrefrequência e subfrequência, assim como de “religar” automaticamente após estabelecido um tempo de espera (BLUE SOL, 2016).

A constituição típica de um SFRC de pequeno porte, como é o foco deste trabalho, pode ser descrito basicamente pelos seguintes componentes, os quais serão explicitados mais atentamente adiante:

I – Painel fotovoltaico: é o dispositivo de onde advém a transformação de energia luminosa em energia elétrica, esta é realizada por células de material semicondutor arranjadas em série e/ou paralelo para obtenção de alguns parâmetros como tensão e corrente.

II – Inversor interativo: equipamento eletrônico determinado a converter tensão contínua, proveniente do gerador fotovoltaico, em tensão alternada, podendo ter seguidor de potência máxima integrado (NBR-11704, 2008).

III – Componentes de integração do sistema: nome concedido aos componentes não ativos, responsáveis efetivamente pela geração. Dentre eles as estruturas de fixação e suporte dos módulos fotovoltaicos, seja nos telhados, em lajes

ou no solo, além dos componentes de seccionamento e proteção dos circuitos elétricos e dos cabos específicos para sistemas fotovoltaicos, estes com capacidade de lidar com corrente contínua de tensão elevada, sob ação de mau tempo, em virtude da exposição ao sol e à chuva, e dos conectores peculiares para uso destes sistemas (BLUE SOL, 2016).

2.2 POTENCIAL SOLAR NACIONAL

De modo geral, a irradiação global é relativamente bem distribuída em todo o Brasil. Contudo, todo litoral leste do Rio Grande do Sul ao recôncavo baiano, a região mais habitada, detém os menores índices de irradiação constatados no País (EPE, 2012).

O território do Nordeste possui os maiores números de irradiação solar global, com a maior média e menor instabilidade anual dentre as regiões geográficas. Estas marcas de irradiação solar no Brasil são apreciadas na região central do estado da Bahia (6,5 kWh/m²/dia), englobando moderadamente o noroeste de Minas Gerais. Possui, durante todo o ano, condições climáticas que confirmam um regime estável de baixa nebulosidade e alta incidência de irradiação solar para essa localidade (EPE, 2012).

A irradiação média anual no Brasil varia entre 1.200 e 2400 kWh/m²/ano, estimativas que são consideravelmente superiores à grande parte dos países europeus, onde estudos revelam intervalos entre 900 e 1.250 kWh/m²/ano na Alemanha, entre 900 e 1650 kWh/m²/ano na França e entre 1.200 e 1.850 kWh/m²/ano na Espanha.

Como parâmetros de grandeza do potencial solar no País, de acordo o sistema interligado – SIN verificado em 2011, o consumo seria completamente atendido cobrindo uma área de 2.400 km², pouco mais que a metade da extensão do município de Salvador, na Bahia, com módulos fotovoltaicos numa localidade com insolação média da ordem de 1.400 kWh/m²/ano (EPE, 2012).

2.3 MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

A célula fotovoltaica é a menor unidade de geração de energia elétrica por fonte solar a partir do efeito fotovoltaico. Por conta da sua fragilidade, as células necessitam ser adequadamente encapsuladas, com intuito de resguardá-las das intempéries, pelo fato estarem a todo o momento expostas ao sol, chuva, vento e neve. É preciso também que este encapsulamento qualifique da melhor maneira possível a dissipação do calor gerado durante o trabalho de conversão da radiação solar, pois se esta temperatura aumentar de uma forma considerável, atenuará substancialmente o rendimento das células fotovoltaicas e, em casos extraordinários, pode ocasionar uma degradação vertiginosa ou defeito instantâneo (BLUE SOL, 2016).

2.3.1 Células fotovoltaicas

Uma célula fotovoltaica de silício cristalizado gera uma tensão em torno de 0,5 volt (entre 0,46V e 0,56V). Porém, ainda que seu tamanho mude, a corrente elétrica oscila em conformidade à área de absorção da radiação solar e, por essa razão, uma célula fotovoltaica de silício cristalizado produz cerca de 30 mA a 40 mA por centímetro quadrado (30 mA/cm² a 40 mA/cm²). Exemplificando, uma célula fotovoltaica de 15 cm x 8 cm irá gerar aproximadamente 3,6 A (*ampère*), com tensão por volta de 0,5 V (volt), que possuirá uma potência de 1,8 W (watts) (BLUE SOL, 2016).

Figura 1.3 – Célula fotovoltaica de silício policristalino 15 cm x 15 cm.



Fonte: Blue Sol (2016).

Portanto, para a construção de um módulo fotovoltaico é necessário fazer uma associação de células, aumentando a potência elétrica. Estas células são associadas

comumente em série e logo os módulos fotovoltaicos fornecem a corrente elétrica de uma célula, sendo a tensão o somatório das tensões de cada célula em série. O número de células associadas define a tensão de saída do módulo.

2.3.2 Silício monocristalino

O silício monocristalino possui uma estrutura atômica ordenada. Isto é, o material tem uma eficiência esperada, que varia em torno de 15% a 21%, além de ser fácil de utilizar. O ponto negativo do silício monocristalino é o custo de produção, que é bastante elevado. Seu processo de fabricação é vagaroso e minucioso para produzir uma estrutura celular estipulada e ordenada. Sua elaboração inicia com a produção dos cristais de silício, cultivados utilizando silício fundido. Este silício é legítimo. O silício fundido origina um único lingote de cristal, e a partir daí os fabricantes cortam o cristal em fatias (BALFOUR, 2016).

A espessura da fatia é em torno de 0,2 mm e 0,3 mm, cada “bolacha” é uma célula solar monocristalina. Os fabricantes retiram as bordas das “bolachas” arredondadas, isso origina um modelo hexagonal que propicia mais acomodação para as bolachas em um módulo fatias (BALFOUR, 2016).

2.3.3 Silício multicristalino

O silício multicristalino, semicondutor também conhecido como policristalino, possui uma estrutura celular menos ordenada e tem um custo de produção menor comparado com o monocristalino. Os fluxos da portadora são bloqueados no silício multicristalino, o que minimiza a performance da célula e possibilita níveis de energia mais altos na fixa sem energia. Os níveis de energia extras originam sítios de recombinação de qualidade, o que concebe caminhos essenciais para o fluxo de corrente por meio da junção p-n. Estas células apresentam uma eficiência entre 13% e 16% (BALFOUR, 2016).

2.3.4 Silício amorfo

Conforme Balfour (2016), o silício amorfo é o semicondutor mais acessível para fabricação. Dispõe de uma estrutura bem frágil e deriva em ligações irregulares, as

quais fornecem energia extra na faixa sem energia. Toda via, o uso de hidrogênio atômico pode solucionar as ligações irregulares, aumentando a qualidade do material fotovoltaico. O silício amorfo tende a ter eficiências reduzidas.

2.3.5 Técnicas de fabricação das células solares

Fitas de silício – É uma técnica de fabricação que minimiza consideravelmente o desperdício, pois ao contrário de serrar o silício em células, as fitas são puxadas do silício derretido e já possuem espessura fundamental. O desperdício é menor pelo fato de não haver poeira no processo de corte, poupando, desta maneira, energia.

As tecnologias de aquisição de fitas aplicadas na produção comercial de células solares abrangem os métodos de *string ribbon process* e *edge-defined film-fed growth (EFG)*, os quais originam bolachas compondo-se em uma tira ou fita de silício. Conforme Balfour (2016), a tecnologia Apex concebida pela empresa americana AstroPower deriva em células solares de película fina policristalina em substrato.

Tecnologia de película fina – As células solares de película fina são mais descomplicadas e acessíveis para fabricação se comparadas com as células cristalinas. O substrato aplicado para as células de película fina, em sua grande maioria, é o vidro. A concepção com as células solares de película fina é que o substrato pode ter qualquer aspecto e dimensão, sendo capaz de ser revestido com o semicondutor. Somente as células de mesma medida podem ser encadeadas, com isso a sua formatação é comumente retangular (BALFOUR, 2016).

As células de película fina são unidas monoliticamente no decorrer dos procedimentos de formação de camadas e revestimento, o que discorda da técnica de soldagem empregue nas células cristalinas. As células de película fina apresentam um revestimento superior de oxido condutor, bem como um revestimento metálico opaco no fundo com finalidade de propiciar contatos elétricos (BALFOUR, 2016).

Não é correto chamar as células solares de película fina como células ou módulos, estas são conhecidas como módulos brutos, devido ao material semicondutor ser encontrado no substrato e laminado. Essas células de películas finas não possuem uma boa eficiência, se compararmos com outros tipos de células solares. Porém, elas têm a vantagem de ser menos vulneráveis ao sombreamento e à baixa luminosidade, além de apresentam maior coeficiente de temperatura (BALFOUR, 2016).

2.3.6 Classificação dos módulos fotovoltaicos

A classificação do módulo FV (fotovoltaico) é a referência essencial para projetar um sistema plenamente funcional. Suas classificações (capacidades nominais) propiciam um entendimento de como o produto irá funcionar, assim como seus painéis são as referências que os demais elementos do sistema FV necessitam lidar. Segundo Balfour (2016), os fabricantes classificam os módulos FV pelos seguintes parâmetros:

- Potência nominal: A potência nominal em watts gerada pelo módulo em condições de teste-padrão (STC).
- Tolerância de energia: O intervalo de sobredesempenho e subdesempenho nas STC.
- Watts DC (potência nominal) por pé quadrado: Potência de saída por pé quadrado de módulo.
- Eficiência do módulo: Comumente certificada nas STC ou, com intuito de testes instantâneos, a razão da entrada de luz solar em watts para saída de um módulo em watts DC.

Do mesmo modo, Balfour (2016) confere outras classificações de fundamental importância para o projeto de um sistema fotovoltaico, que são:

- Corrente em curto-circuito: A maior corrente possível produzida por um módulo específico. Esse dado é essencial para calcular o diâmetro dos fios, fusíveis e disjuntores. É necessário haver uma diferença clara entre STC e as condições reais para conseguir exatidão.
- Tensão em circuito aberto: É a tensão gerada no momento que não existe carga na matriz, medida na STC. É essencial que a tensão máxima de entrada dos controladores inversores seja maior que a tensão de circuito aberto da matriz, uma vez que as condições reais serão diferentes dos valores STC.
- Tensão máxima do sistema: É o maior índice de tensão na qual a matriz pode ser utilizada com segurança. A sobrelevação dessa tensão acarreta danos ao dispositivo, além de impactos perigosos, como a centelha.

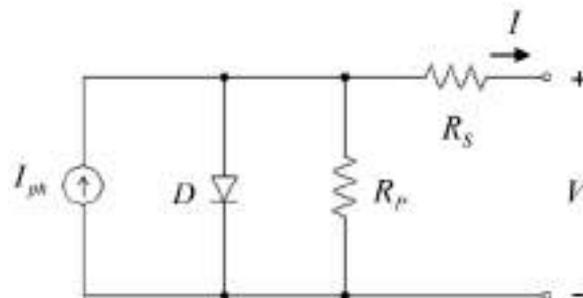
- Classificação de fusível em linha: É o valor do fusível indispensável para proteção do módulo contra as correntes reversas, pois estas podem deteriorar os painéis. Por isso, possuir fusíveis dimensionados com perfeição torna-se elementar para cessar as correntes reversas.
- Ponto de potência máxima: É a corrente máxima multiplicada pela tensão máxima, cujo resultado é primordial para maximizar o rendimento da matriz FV.

2.3.7 Modelo elétrico equivalente de uma célula fotovoltaica

É possível entender o comportamento eletrônico de uma célula fotovoltaica por meio de um modelo matemático, o qual pode ser representado como uma fonte de corrente em paralelo com um diodo. Contudo, uma célula real externa perdas. Estas perdas podem ser descritas por meio de resistências aplicadas no modelo elétrico da célula ideal.

A resistência em série R_S retrata a queda de tensão mediante as perdas ôhmicas do material semiconductor, tanto nos contatos metálicos quanto no contato do metal com o semiconductor. Já a resistência em paralelo R_p , expõe as perdas que ocorrem em sua maioria por perturbações elétricas, a meio das partes frontais e de trás da célula, bem como perturbações pontuais na zona de transição PN (SEGUEL, 2009).

Figura 1.4 – Modelo de uma célula fotovoltaica de silício.



Fonte: SEGUEL, 2009.

A fonte de corrente I_{ph} , apontada na Figura 1.4, evidencia a corrente gerada a uma insolação específica, o diodo D , a junção P-N, I , a corrente gerada por uma célula solar ao circuito externo, V , a tensão de saída de uma célula, R_p , R_s , as resistências paralelo e série pertencente a célula respectivamente.

A equação que representa o circuito da Figura 1.4 fomenta a fórmula para corrente de saída da célula (1) (SEGUEL, 2009).

$$I = I_{ph} - I_r \times \left[e^{\frac{q(V+I \cdot R_s)}{n \cdot k \cdot T}} - 1 \right] - \frac{V+I \cdot R_s}{R_p} \quad (1)$$

Onde, I_r é corrente de saturação reversa da célula, n é o fator de idealidade da junção, q é a carga do elétron, k é a constante de Boltzmann, T a temperatura da célula.

A corrente de saturação reversa depende da temperatura (SEGUEL, 2009):

$$I_r = I_{rr} * \left(\frac{T}{T_r} \right)^3 * e^{\left[\frac{q \cdot E_g}{n \cdot k} * \left(\frac{1}{T_r} + \frac{-1}{T} \right) \right]} \quad (2)$$

Onde T_r é a temperatura de referência, I_{rr} é a corrente de saturação reversa na temperatura T_r , E_g é a energia do *band-gap* do material da célula. Já a corrente I_{ph} varia conforme a radiação incidente e a temperatura, representado na equação a seguir (SEGUEL, 2009):

$$I_{ph} = [I_{sc} + \alpha_T * (T - T_r)] * \frac{S}{1000} \quad (3)$$

Em que I_{sc} é a corrente de curto-circuito da célula na temperatura e radiação padrões, α_T é o coeficiente de temperatura da corrente de curto-circuito da célula, e S é a radiação incidente em W/m² (SEGUEL, 2009).

2.4 INVERSORES

Sempre que for preciso conceder energia a cargas de corrente alternada, ou quando o sistema fotovoltaico precisar prover energia à rede pública de distribuição de energia elétrica, será utilizado um conversor de corrente contínua para corrente alternada, conhecido como inversor. Este recebe na sua entrada corrente contínua oriunda das baterias ou de arranjos fotovoltaicos, e disponibiliza corrente alternada na sua saída, que posteriormente será conectada a um barramento (quadro de distribuição), onde estarão ligadas as cargas de corrente alternada (BLUE SOL, 2016).

Inicialmente, os inversores eram dispositivos eletromecânicos grandes, barulhentos e ineficientes, constituídos por um motor de corrente contínua (normalmente alimentado por baterias) que acionava um gerador de corrente alternada. Com o passar do tempo, foram desenvolvidos conversores que não possuíam partes oscilantes, ou seja, conversores fixos, produzidos apenas por dispositivos eletrônicos, encarregados por transformar a corrente contínua em alternada por meio de chaveamento, bem mais eficiente e mais acessível na fabricação e uso, se comparado aos antigos.

Figura 1.5 – Inversores interativos.



Fonte: Sites dos fabricantes (ABB, Fronius, SMA).

2.4.1 Modelos de inversores baseados na comutação

A partir do panorama atual do setor fotovoltaico, é possível classificar os inversores em duas vertentes de acordo com seu método de comutação. São eles os comutados pela rede e os autocomutados. Eles diferem pelo fato dos autocomutados poderem atuar como fonte de tensão e fonte de corrente, já os comutados pela rede apenas como fonte de corrente (RAMPINELLI et al., 2013).

A utilização de inversores autocomutados é possível tanto em instalações de sistemas fotovoltaicos isolados quanto nos conectados à rede. No entanto, os inversores comutados pela rede são empregados apenas em sistemas conectados à rede. A Figura 6 retrata a categoria dos inversores com relação ao padrão de operação (RAMPINELLI et al., 2013).

Figura 1.6 – Categoria de inversores por princípio de operação.



Fonte: RAMPINELLI et al., 2013.

Os elementos que compõem o chaveamento dos inversores autocomutados são semicondutores que suportam serem colocados em condução ou em corte em qualquer momento do ciclo, através de um terminal de controle, bem como operar de forma autônoma, sendo acionada apenas uma fonte de potência na entrada. Este modelo de inversor é aplicável em sistemas conectados à rede, uma vez que é especializado em sincronizar sua tensão alternada de saída com a tensão da rede pública. Os conversores trabalham em PWM (*Pulse Width Modulation* ou modulação por largura de pulso) e são comuns por comutarem em altas frequências. Vale destacar que seu sinal de saída é senoidal, de breve conteúdo harmônico e elevado fator de potência (RAMPINELLI et al., 2013).

Os inversores comutados pela rede são pontes retificadoras constituídas por tiristores e funcionam apenas quando a tensão alternada da rede está disponibilizada. Estes conversores trabalham com baixo fator de potência e expõem um elevado nível de distorção harmônica em seu sinal de saída. Quando foram surgindo modernos dispositivos de chaveamento, o uso de inversores baseados em tiristores foi minimizado e atualmente é limitado a sistemas de potência elevadas, acima de 100KW (GOETZBERGER, 2005).

2.4.2 Topologias de inversores conectados à rede

Conforme afirmam Casaro e Martins (2010), os sistemas de energia solar fotovoltaicos utilizam inversores de tensão chaveados para condicionar e sincronizar a saída do arranjo fotovoltaico com a rede de energia elétrica. O controle tem como principais funções, rastrear o ponto máximo de potência (MPPT) do arranjo fotovoltaico, bem como injetar uma corrente de saída senoidal na rede, que possua um fator de potência aproximadamente unitário. Segundo Carrasco et al. (2006), podemos classificar em três topologias de inversores conectados à rede elétrica:

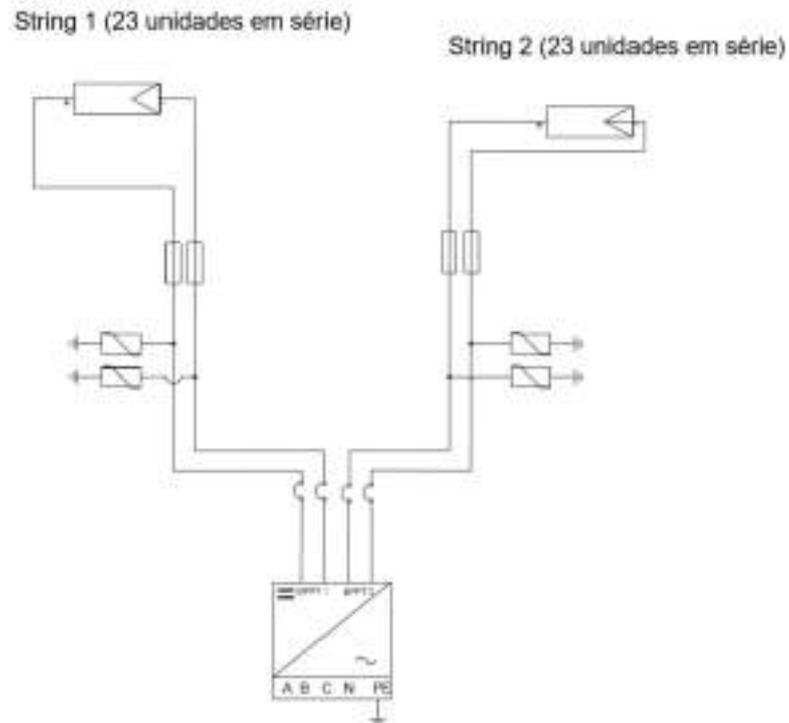
I – O inversor de um estágio, no qual em apenas um estágio de processamento é desempenhado tanto o MPPT e quanto o controle da corrente injetada na rede.

II – O inversor de dois estágios, tem como primeira etapa o conversor CC-CC, aquele que executa o MPPT, na segunda etapa o conversor CC-CA fica encarregado do controle da corrente injetada na rede.

III – O inversor de múltiplos estágios, onde vários conversores CC-CC são incumbidos pelo MPPT, e somente um conversor CC-CA trata da corrente injetada na rede. A seguir, serão explanados os quatro modelos diferentes com que os painéis fotovoltaicos são combinados com as topologias de inversores.

Inversor centralizado – Os inversores centrais são normalmente empregados em sistemas fotovoltaicos de potência em torno de 20 e 400 KW. Este conversor é acoplado a um grupo de painéis fotovoltaicos associados em paralelo, portanto a conversão é concentrada em apenas um inversor. Seu ponto positivo é a redução de custos, porém sua inconveniência é a falta de segurança no caso de falhas, pois todo sistema fotovoltaico é dependente deste único inversor. Esta configuração não possibilita que o sistema de rastreamento do MPPT (ponto de máxima potência) seja autônomo para cada série de painéis fotovoltaicos. Na Figura 1.7 demonstra-se um esquemático da configuração de um sistema fotovoltaico conectado à rede com inversor central, expondo o conjunto de painéis, proteções de cada *string*, bem como o inversor central (RAMPINELLI et al., 2013).

Figura 1.7 – Configuração de um sistema fotovoltaico com inversor central.

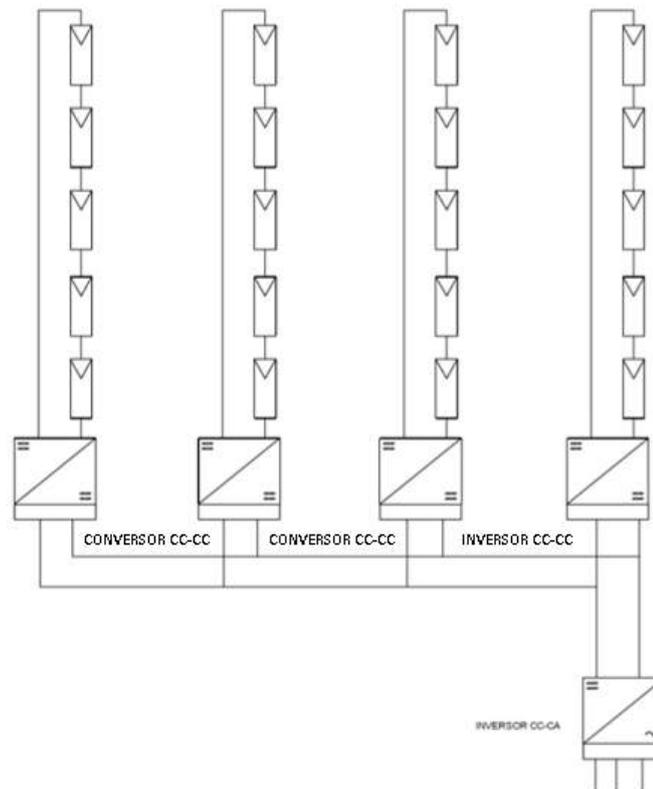


Fonte: O autor.

Inversor multi-*string* – Entre as configurações descentralizadas, é possível destacar o conceito multi-*string*, representando na Figura 1.8, onde conversores CC-CC são conectados aos arranjos fotovoltaicos, constituindo um barramento CC, e a partir daí conectados a outro inversor de saída. As principais vantagens desta configuração são o método de controle e a facilidade de manutenção e permuta, além da oportunidade de obtenção de dados individuais dos arranjos fotovoltaicos (DESCONZI, 2011).

De acordo com Rampinelli et al. (2013), os inversores multi-*string*, são normalmente utilizados em sistemas que têm vários módulos ou arranjos com orientações divergentes, por conseguinte, sujeitos a condições de irradiância e temperatura distintas.

Figura 1.8 – Configuração de um sistema fotovoltaico com inversor multi-*string*.

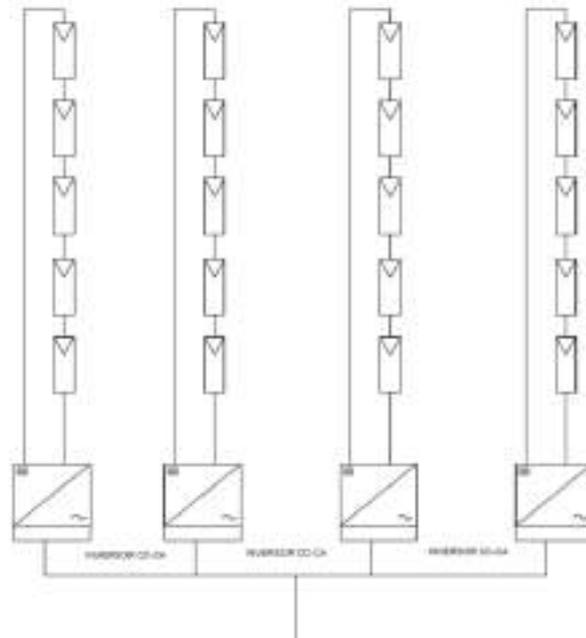


Fonte: O autor.

Inversor *string* – Esta configuração é caracterizada pelo fato das fileiras ou arranjos serem conectados a conversores individuais, ou seja, as saídas destes conversores são conectadas internamente em paralelo do lado CA, como exposto na Figura 1.9 (CASARO; MARTINS, 2010).

O modelo possui diversas vantagens, tais quais, a redução de acoplamentos defeituosos, minimiza as perdas causadas por sombreamento e impede as perdas nos diodos, aumentando, com isso, a eficiência energética e credibilidade do sistema. O ponto negativo é o custo elevado, visto que é preciso utilizar um número maior de inversores de menor potência (RAMPINELLI, 2013).

Figura 1.9 – Configuração de um sistema fotovoltaico com inversor *string*.

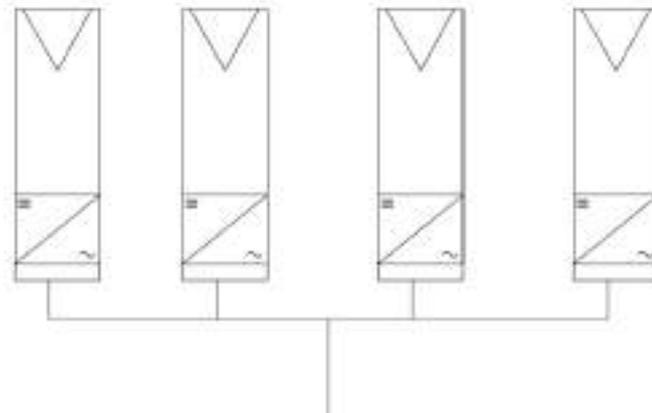


Fonte: O autor.

Inversores integrados – De acordo com Costa (2010), este modelo de configuração tem como particularidade operar com diversos inversores individualmente acoplados aos painéis fotovoltaicos, como evidenciado na Figura 1.10, propiciando uma maior compatibilidade painel/inversor. Comumente conhecido no mercado como módulo AC, este acoplamento módulo/inversor tem como diferencial a atuação ininterrupta no ponto máximo de potência, resultando numa maior transferência de potência ao sistema.

Outro ponto positivo, conforme Marangoni (2012), é a redução no custo de cabeamento, visto que as conexões CC estão internas ao inversor. Contudo, ressalta também que o modelo tem maior custo de fabricação em grande escala, em virtude do elevado número de componentes eletrônicos. A manutenção dos equipamentos eletrônicos é pouco frequente, visto que um elevado número de inversores decisivamente limita a confiabilidade do sistema.

Figura 1.10 – Inversores integrados aos respectivos painéis fotovoltaicos



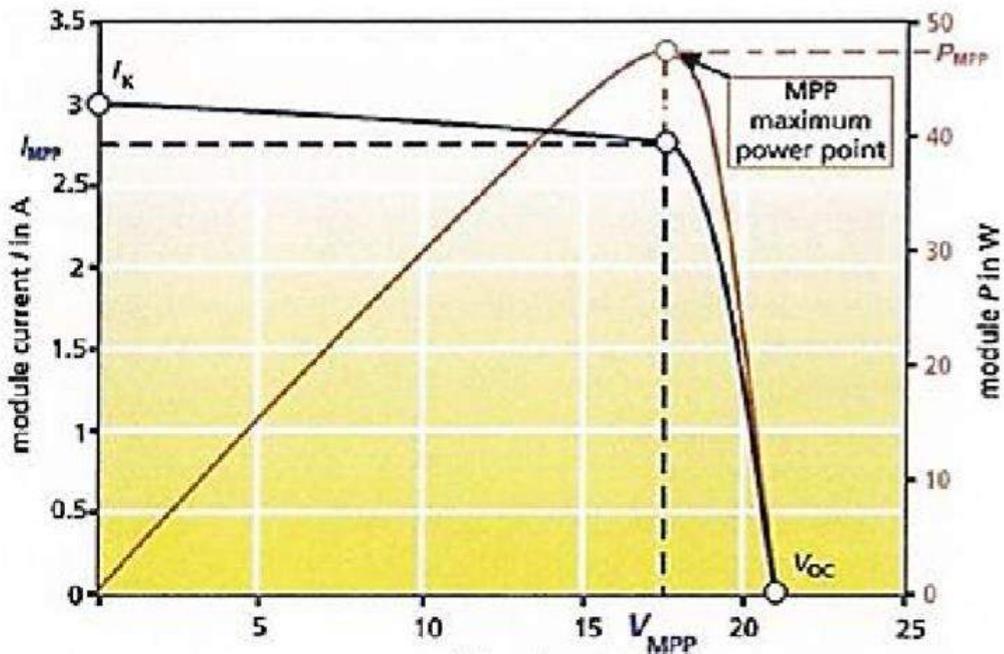
Fonte: O autor.

2.4.3 Seguidor de potência máxima

Um sistema gerador alcança uma transferência máxima de potência quando este concede os valores máximos de tensão e corrente, os quais combinados constituem o maior valor de potência possível. Isto só é possível, desde que a carga (unidade consumidora) tenha impedância igual à resistência interna do sistema gerador. O ponto de máxima potência de um sistema fotovoltaico é baseado pelas grandezas limitadas da tensão e corrente em máxima potência, que mudam conforme a irradiação solar e temperatura de trabalho das células fotovoltaicas, o que também varia.

De acordo com o Blue Sol (2016), o painel fotovoltaico possui diferentes pontos de máxima potência durante o dia. Por conseguinte, sua resistência interna (fruto da divisão da tensão máxima pela corrente máxima) será variável. Caso a impedância da carga não varie conforme a resistência interna citada anteriormente, a potência máxima provavelmente será obtida dos módulos fotovoltaicos, os quais possuirão uma potência efetiva menor que os valores de laboratório.

Figura 1.11 – Variação do ponto de máxima potência de um módulo.



Fonte: Material didático Blue Sol (2016).

Os inversores interativos fabricados recentemente, que são dispositivos de condicionamento de potência conectados diretamente aos painéis fotovoltaicos, contêm circuitos rastreadores ou seguidores do ponto de máxima potência, que em sua generalidade, por meio de microprocessadores, modificam sua resistência de entrada, acompanhando as mudanças de tensão e corrente do módulo fotovoltaico ao qual estão conectados (BLUE SOL, 2016).

Portanto mais adiante, durante o projeto, será avaliada a melhor maneira de aproveitar os rastreadores de máxima potência de acordo com a folha de dados do inversor interativo escolhido.

3 REGRAS E NORMAS DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

Neste capítulo serão abordadas as regras e normas que regem a geração distribuída, bem como requisitos de qualidade exigidos de acordo à Energisa Paraíba – empresa concessionária do local da provável instalação.

3.1 GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

A abertura de incentivos à geração distribuída (GD) manifestou-se nos EUA com alterações na legislação, instaurada pelo *Public Utilities Regulatory Policies Act* (PURPA) em 1978 e expandidas em 1992 pelo *Energy Policy Act*, com a quebra do regulamento da geração de energia elétrica. A propagação da geração distribuída foi auxiliada pela evolução tecnológica mundial no âmbito computacional, proporcionando um controle e processamento de dados de maneira mais ágil e mais acessível, e no contexto das telecomunicações, oferecendo maior agilidade e redução nas despesas com transmissão de informação (INEE, 2001).

Conforme afirmam Barbosa e Azevedo (2013), o desígnio para o crescimento da geração distribuída no Brasil advém de múltiplas causas, tais quais:

- Aspiração dos consumidores de moderar o custo do fornecimento de energia elétrica bem como aperfeiçoar a credibilidade desse fornecimento, perante a elevação dos preços adotados pelas concessionárias, assim como, as problemáticas das mesmas;
- Reformulação institucional do setor elétrico;
- Progressivo aumento e desenvolvimento de tecnologias para utilização de energia a baseada em fontes renováveis, com ênfase em eólica e solar;
- As políticas públicas de estímulo ao mercado de energia solar;
- Conscientização dos problemas ambientais, propiciando soluções que procuram diminuir os impactos ambientais das fontes de geração poluentes.

3.2 REGULAMENTAÇÕES DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

No exercício das suas competências legais, a Agência promoveu a Consulta Pública nº 15/2010 (de 10/09 a 9/11/2010) e a Audiência Pública nº 42/2011 (de 11/08 a 14/10/2011), as quais foram estabelecidas com o propósito de debater os dispositivos legais que regem a conexão de geração distribuída de pequeno porte na rede de distribuição. Como consequência desse processo de consulta e participação pública na regulamentação do setor elétrico no Brasil, a Resolução Normativa – REN nº 482, de 17/04/2012, instituiu as condições gerais para o acesso de micro e minigeração entregues aos sistemas de distribuição de energia elétrica, e implementou o sistema de compensação de energia elétrica correspondente, que permitiu ao consumidor instalar pequenos geradores, tais como painéis fotovoltaicos e microturbinas em sua unidade consumidora. Permitiu também a permuta da energia com a distribuidora local visando à redução do valor de sua conta de energia elétrica (ANEEL, 2012).

Em 24 de novembro de 2015 foi publicada a RN-687/2015 que tinha como objetivo aprimorar e ampliar as perspectivas criadas pela RN-482/2012. Com isso, foram concebidas novas modalidades de compensação de energia, abrangendo condomínios e empresas que possuíam filiais e estipulando conceitos de “consumo remoto” da energia gerada, onde a energia gerada em uma unidade consumidora fosse utilizada em outra, desde que pertença à mesma pessoa física ou jurídica.

3.3 NORMA DE DISTRIBUIÇÃO UNIFICADA

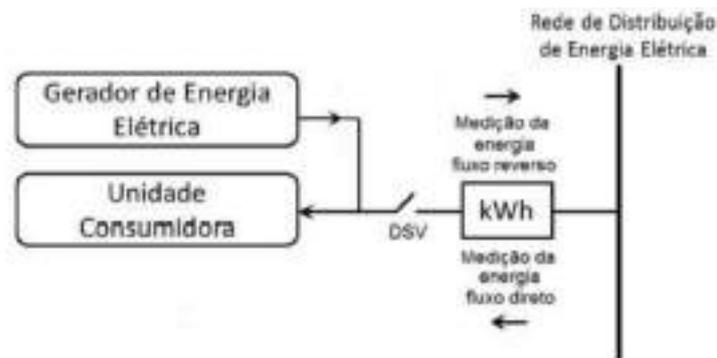
A Norma técnica que rege este trabalho é a NDU-013, a qual expõe todos os requisitos mínimos e instruções necessárias para conexão de geradores à rede de distribuição de baixa tensão, no domínio das distribuidoras do grupo Energisa.

A finalidade deste regimento é designar padrões e procedimentos de acesso, critérios técnicos e operacionais, bem como o relacionamento operacional implicado na conexão de consumidores, que se enquadram em baixa tensão (que é o caso do local em estudo – Bloco KLM – e que podem utilizar cogeração qualificada ou fontes renováveis de energia elétrica desde que acompanhem as exigências técnicas e de segurança sugeridas pela ABNT, PRODIST (Procedimentos de Distribuição) e nas resoluções normativas da ANEEL NDU 013 de 2017).

3.3.1 Medidor bidirecional

Para que as unidades consumidoras participem do sistema de compensação de energia, o sistema de medição de energia utilizado deve dispor de um medidor bidirecional. Este dispositivo computa tanto a energia ativa consumida pela unidade consumidora no fluxo direto quanto a energia ativa injetada na rede de distribuição, no fluxo reverso. A concessionária local é responsável por comprar e inserir o sistema de medição, sem despesa extra para o acessante na hipótese de micro ou minigeração distribuída, bem como pela sua operação e manutenção, abrangendo os gastos de uma possível substituição (NDU 013, 2017). Na Figura 3.1 será exemplificado o ordenamento simplificado do medidor bidirecional.

Figura 3.1 – Ordenamento simplificado do medidor bidirecional.



Fonte: NDU 013.

3.3.2 Requisitos de qualidade

Nesta seção serão apresentadas duas das principais exigências de qualidade da energia fornecida pelos sistemas de geração distribuída – a distorção harmônica total e faixa operacional de frequência.

I – Harmônicos e distorção de forma de onda: a distorção harmônica total de corrente não pode ultrapassar 5%, na potência nominal do sistema de geração distribuída. Cada harmônica individual deve estar limitada aos valores da Tabela 3.1 (NDU 013, 2017).

Tabela 3.1 – Limite de distorção harmônica de corrente.

HARMÔNICAS	LIMITE DE DISTORÇÃO	HARMÔNICAS	LIMITE DE DISTORÇÃO
Pares		Ímpares	
2º a 8º	< 1,0%	3º a 9º	< 4,0%
10º a 32º	< 0,5%	11º a 15º	< 2,0%
		17º a 21º	< 1,5%
		23º a 33º	< 0,6%

Fonte: NDU 013.

II – Faixa operacional de frequência: é necessário que o sistema de geração distribuída opere em sincronismo com a rede elétrica dentro dos limites de variação de frequência definidos. Para os sistemas que são conectados à rede por meio de inversores, quando a frequência da rede apresentar valores abaixo de 57,50Hz, o sistema de geração necessita interromper o fornecimento de energia a rede elétrica em até 0,2s, e conseqüentemente retornar a fornecer energia no momento em que a frequência reocupar 59,9Hz. Se porventura a frequência da rede exceder 60,5Hz e perdurar abaixo de 62Hz, o sistema de geração necessita restringir a potência ativa injetada na rede segundo a equação (4). Caso a frequência da rede ultrapasse 62Hz, o sistema de geração necessita interromper o fornecimento de energia a rede elétrica até 0,2s, e só será possível retomar sua operação no momento em que a frequência for 60,1Hz.

$$\Delta P = [f_{rede} - f_{nominal} + 0,50] * R \quad (4)$$

Onde:

- ΔP é a variante da potência ativa injetada (em %) em referência à potência ativa injetada no instante em que a frequência atinge 60,5Hz;
- f_{rede} é a frequência da rede;
- $f_{nominal}$ é a frequência nominal da rede;
- R é a taxa de decremento almejada da potência ativa injetada (em %/Hz) ajustada em -40 %/Hz.

Portanto, uma vez estabelecido um sistema fotovoltaico na área de concessão da Energisa Paraíba, é essencial parametrizar o inversor de acordo com esses requisitos de qualidade.

4 O PROJETO FOTOVOLTAICO

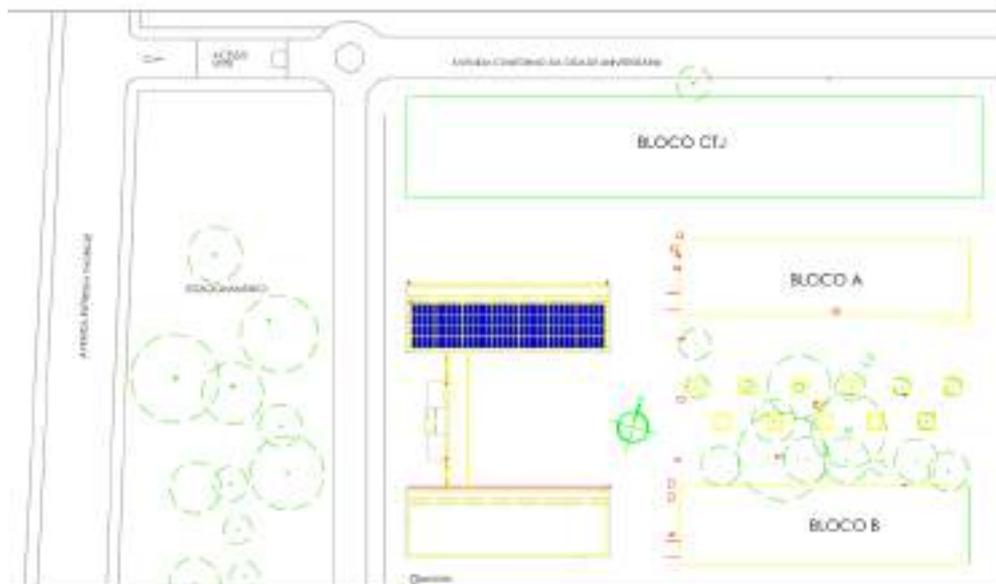
Neste capítulo será demonstrado todo roteiro do projeto fotovoltaico no bloco KLM, localizando no Centro de Tecnologia da Universidade Federal da Paraíba, desde a avaliação do local até o dimensionamento de todos os equipamentos e dispositivos de proteção que compõem o sistema de geração distribuída.

4.1 AVALIAÇÃO DO LOCAL

A disponibilidade e a intensidade da energia solar no provável lugar da instalação de um sistema fotovoltaico são indispensáveis para assegurar que este lugar seja realmente propício para a energia FV (fotovoltaica). Bloqueios locais, tais como árvores e prédios ao redor, promovem sombras e restringem o rendimento dos painéis fotovoltaicos.

O espaço escolhido para instalação do projeto fotovoltaico foi a cobertura do Bloco KLM do Centro de Tecnologia da UFPB, onde estão inseridos laboratórios e salas de aula. O sistema fotovoltaico ocupará uma superfície em torno de 307,384 m² (34,93 m x 8,8 m) demonstrado na Figura 4.1. Neste projeto foi designado um afastamento de 0,55 m entre as margens da área ocupada pelo arranjo fotovoltaico e as margens do prédio, visando a passagem para manutenção dos módulos e do bloco.

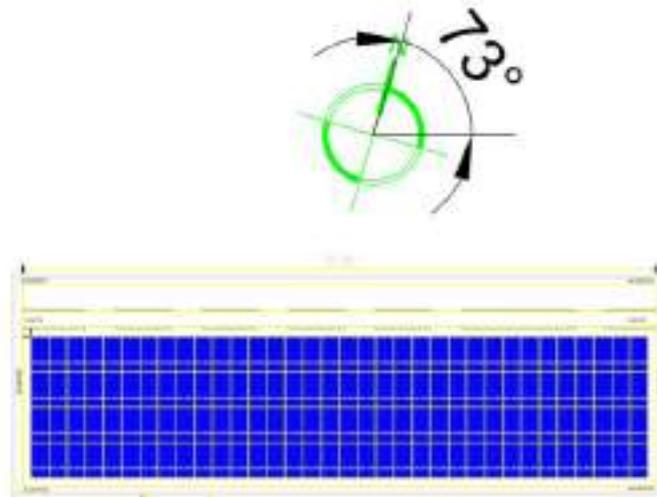
Figura 4.1 – Planta de locação e vista superior da coberta.



Fonte: O autor.

Nas proximidades do ambiente em foco não há edificações que provoquem perdas por sombreamento. O ângulo medido entre a direção Norte-Sul e a fachada do bloco é 73° de desvio azimutal³, conforme apresentado na Figura 4.2. Vale ressaltar que a melhor direção para fixar os módulos fotovoltaicos é ao Norte Geográfico para sistemas instalados no Hemisfério Sul.

Figura 4.2 – Ângulo formado entre a direção Norte-Sul e a fachada do bloco.



Fonte: O autor.

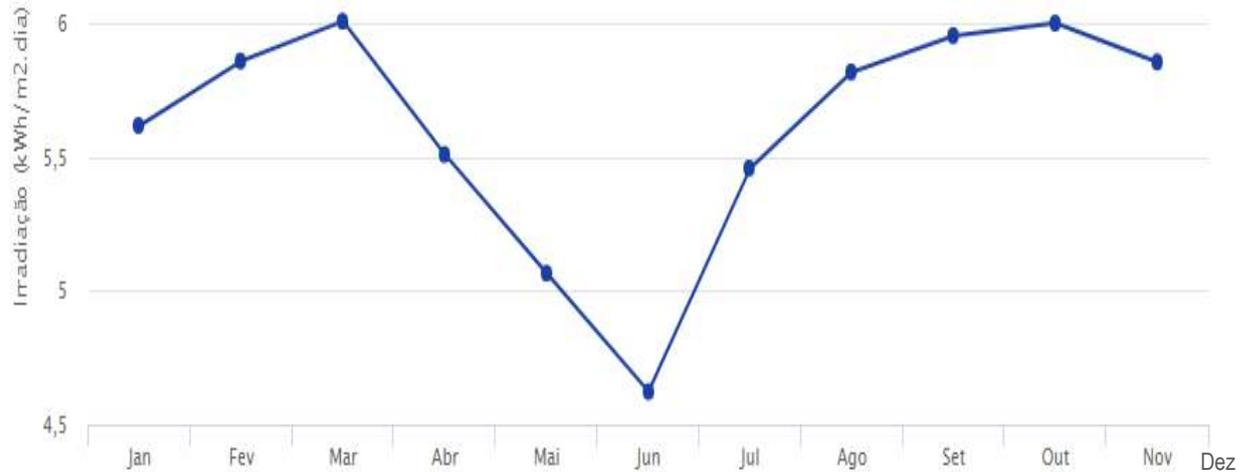
4.2 ANÁLISE DA IRRADIAÇÃO LOCAL

A fim de iniciar o dimensionamento do projeto fotovoltaico, é fundamental avaliar o potencial energético da localidade onde será instalado o sistema solar, o qual estabelece a quantidade de irradiação que incide sobre o arranjo fotovoltaico. A partir daí é possível mensurar a energia gerada pelo sistema fotovoltaico que venha a ser implantado.

Como base de estudo, foi utilizado o programa SunData do Centro de Pesquisa de Energia Elétrica (CEPEL), o qual é destinado para calcular a irradiação solar diária mensal em qualquer ponto do território nacional, fornecendo apoio ao dimensionamento de sistemas fotovoltaicos. Para o projeto foi verificado uma irradiação solar diária média mensal de $5,54 \text{ kWh/m}^2.\text{dia}$, dado obtido da referência Cresesb (2018) representado na Figura 4.3, aproximadamente, onde os dados geográficos são latitude $07^\circ 06' 54'' \text{ S}$ e longitude $34^\circ 51' 47'' \text{ W}$ e altitude 47m .

³ Calculado pelo aplicativo online do Google Earth.

Figura 4.3 – Irradiação solar do local de instalação.



Fonte: CRESEB, 2018.

4.3 SELEÇÃO DOS MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

O módulo fotovoltaico presumido para ser empregado neste projeto é o do fabricante Canadian Solar modelo MAXPOWER 330W poly-si, cuja folha de dados situa-se no Anexo A. De acordo com as especificações elétricas em *Standart Test Conditions* (STC), que são condições padronizadas de testes para Massa de Ar = 1,5; Irradiância = 1000 W/m² e temperatura da célula de 25° C, esse módulo tem as seguintes especificações, expostas na Tabela 4.1.

Tabela 4.1 – Ficha técnica do módulo fotovoltaico.

MODELO	CS6U 330 W
Potência nominal máxima (P _{máx})	330W
Tensão operacional ideal (V _{mp})	37,2 V
Corrente operacional ideal (I _{mp})	8,88 A
Corrente de curto-circuito (I _{sc})	9,45 A
Tensão de circuito aberto (V _{oc})	45,6 V
Eficiência do módulo	16,97%
Temperatura operacional	-40 °C - 85° C
Tensão máxima do sistema	1000V (IEC) ou 1000V (UL)
Comprimento	1,96 m
Largura	1,0 m

Fonte: Canadian Solar.

Neste projeto foram previstas quatro linhas de 34 módulos fotovoltaicos, totalizando 136 painéis que compreendem uma potência de 44,88 kWp, devidamente ordenados de acordo com a inclinação do telhado. Há perdas pelo ângulo de desvio azimutal formado com esta direção e Norte-Sul, mas não devido à má distribuição de *strings* no telhado do Bloco KLM. A respeito do sombreamento, este não afetará os módulos devido à ausência de barreiras físicas que dificultariam a incidência solar.

4.4 SELEÇÃO DO INVERSOR INTERATIVO

O dimensionamento do inversor é fundamentado principalmente na potência do sistema fotovoltaico, ou seja, em 44,88 kWp, o qual será dividido em dois arranjos de 22,44kWp. Em locais em que o inversor estiver exposto a elevadas temperaturas, sugere-se que ele possua um fator de dimensionamento do inversor (FDI) próximo do unitário. O FDI reproduz a razão entre a potência nominal do inversor P_{inv} e a potência de pico do gerador fotovoltaico P_{fv} . Para tanto, foram selecionados dois inversores de 20 kW evidenciando um FDI de 0.89, conforme a equação (5) referenciada por Moraes et al., (2017).

$$FDI = \frac{P_{inv}}{P_{fv}} = \frac{20 \text{ kW}}{22,44 \text{ kWp}} = 0,89 \quad (5)$$

Para seleção do inversor com a potência necessária de 20kW, foram considerados diversos pontos, tais como a tensão de entrada do inversor, que deve ser maior que a tensão de circuito aberto do arranjo fotovoltaico; temperatura de operação; atendimento às especificações das normas PRODIST e NDUs; garantia e assistência técnica no Brasil.

Com isso, foram escolhidos inversores do fabricante Fronius modelo Symo 20kW, em virtude dos limites de entrada de tensão CC, bem como as configurações das *strings* para inversores com esse intervalo de potência e condições de segurança. Este conversor possui uma tensão máxima de 1000V. A temperatura de operação possui um intervalo de -40° C e +60° C, além de dois MPPTs com tensão de operação entre 420 - 800 V. A potência máxima suportada é equivalente a um gerador fotovoltaico com até 30kWp.

De acordo com o fabricante (Fronius, 2017), a partir do momento em que o inversor é sincronizado com a rede elétrica, será possível monitorar a tensão e a frequência da rede, além da apresentação da proteção *anti-islanding*⁴, quando detectada condição de ilhamento. Na Tabela 4.2 pode-se observar a lista completa dos dispositivos de proteção e chaveamento requeridos pela Energisa Paraíba, das quais o inversor escolhido atende.

⁴ Geradores distribuídos devem detectar ilhamento e imediatamente parar de alimentar a linha com energia, isso é conhecido como anti-islanding.

Tabela 4.2 – Requisitos de proteção inclusos nos inversores escolhidos.

REQUISITOS DE PROTEÇÃO	POTÊNCIA INSTALADA	
	Potência instalada menor ou igual a 75kW	Potência instalada maior que 75kW e menor que 300kW
Elemento de Desconexão (DSV)	Sim	Sim
Elemento de Interrupção	Sim	Sim
Transformador de Acoplamento	Não	Sim
Proteção de Sub e Sobretensão	Sim	Sim
Proteção de Sub e Sobrefrequência	Sim	Sim
Sobrecorrente Direcional	Não	Sim
Relé de Sincronismo	Sim	Sim
Anti-ilhamento	Sim	Sim

Fonte: NDU 013 Energisa.

A ficha técnica completa do inversor é apresentada no Anexo B deste trabalho.

4.4.1 Definição do arranjo fotovoltaico

Com a finalidade de alinhar a tensão e a corrente do arranjo fotovoltaico com os parâmetros do inversor adotado, é selecionado esse inversor que dispõe de dois MPPTs, com tensão e corrente máxima de operação 800 V e 27 A, respectivamente. Em cada MPPT, os painéis serão ordenados com dois *strings* em paralelo, cada *string* com 17 módulos em série. Vale salientar que a tensão da fileira não pode ultrapassar a máxima tensão permitida pelo inversor.

Logo a tensão de circuito aberto V_{oc} do sistema fotovoltaico será de $17 \times 45,6 = 775,2$ V e a tensão de operação no ponto de máxima potência, nas condições STC é: $V_{MPP} = 17 \times 37,2 = 744$ V. O valor de corrente de curto-circuito é $I_{SC} = 9,45$ A e a corrente de operação no ponto de máxima potência é $I_{MPP} = 8,88$ A em cada módulo, como são dois *strings* em paralelo, a corrente dessas *strings* serão somadas, resultando em $I_{SC} = 18,90$ A e $I_{MPP} = 17,76$ A. A mesma configuração será utilizada no outro inversor.

4.5 DIMENSIONAMENTO DO CABO DE *STRING*

O cabo de *string* ou cabo de fileira de módulos é o condutor que une a série de painéis ao quadro/caixa de junção de *strings*, comumente chamado de *string-box*. Esse cabo deve ser dimensionado para resistir à corrente e à tensão gerada pelos módulos fotovoltaicos.

Conforme mostrado por Villalva (2017), a norma internacional IEC 60364-7-712 sugere que o cabo de *string* resista a corrente de curto-circuito da *string* com uma margem de 25%, ou seja, $I_{cabo} = I_{sc} * 1,25 = 9,45 * 1,25 = 11,81 A$. Esta norma também sugere que os cabos utilizados, tolerem tensões entre 300 V e 1000 V a uma temperatura entre -10°C e 75°C, e sejam resistentes à radiação ultravioleta.

O cálculo de “seção mínima por queda de tensão” é excepcionalmente o critério que deve ser distinto em relação à norma brasileira ABNT NBR-5410:2004, visto que a norma internacional IEC 60364-7-712 indica valores específicos para as passagens dos cabos que interligam os componentes principais do sistema fotovoltaico, de acordo com os dados apresentados na Tabela 4.3.

Tabela 4.3 – Quedas de tensão aceitáveis para união entre componentes do SFCR.

QUEDAS DE TENSÃO PARA SISTEMAS FOTOVOLTAICOS ISOLADOS	
Trecho de ligação	(QV)
Painel fotovoltaico - Controlador de cargas	3%
Controlador de cargas - Banco de Baterias	1%
Banco de Baterias - Inversor Autônomo	1%
Controlador de cargas - Cargas CC	3%
Inversor Autônomo - Cargas CA	4%
Quedas de Tensão para Sistemas Conectados à Rede	
Painel Fotovoltaico - Inversor Interativo	1%
Inversor Interativo – Rede	3%

Fonte: IEC 60364-7-712.

Segundo Villalva (2015), para definição da seção mínima do cabo, é possível utilizar a formulação representada a seguir:

$$S_{mm^2} = \frac{2 * L * I_{cabo}}{\sigma * QV * Vstring} = \frac{2 * 8 * 11,81}{56 * 0,01 * 744} = 0,4535 \quad (6)$$

Onde:

- S_{mm^2} = Seção do condutor em milímetros quadrados;
- L = distância entre o conector e o quadro/caixa de junção/conexão, em metros;
- I_{cabo} = valor de corrente considerada para o cabo, em amperes;
- σ = condutibilidade do material condutor (Cobre = 56; Alumínio = 32).
- QV = queda de tensão permitida, no trecho calculado, em decimal (1% = 0,01).
- $Vstring$ = tensão em máxima potência da *string*, em volts.

Importante ressaltar que se deve considerar, como valor de corrente para o cabo, o valor da corrente em curto-circuito do *string* estendido em 25%, de acordo com a recomendação da IEC 60364-7- 712.

Comparando o maior valor da seção da bitola, entre o método da queda de tensão 0,45 mm², e o método de condução de corrente que através da ABNT NBR-5414:2004) com método de referência B1, ou seja, para condutores isolados em eletroduto de seção circular, com isolação em XLPE, observando a corrente de saída dos arranjos de módulos que é 18,9 A, sugere uma bitola de 1,5 mm². Portanto a bitola indicada seria a de 1,5 mm², porém por motivos de segurança na instalação e pelo fato que os condutores com seção de 2,5 mm² e 4,0 mm² que poderiam ser utilizados segundo a norma, além de serem mais difíceis de ser encontradas no comércio nacional, o preço ser bem próximo da bitola de 6 mm², a qual é facilmente encontrada entre os fabricantes desse tipo de condutor. O fabricante escolhido foi o Top Cable, da marca Top Solar, no qual estima-se uma quantidade de 30 metros, já reservando margem de folga.

4.6 DIMENSIONAMENTO DE FUSÍVEIS CONTRA SOBRECORRENTE NO LADO CC

Conforme afirma Villalva (2015), é importante realizar a proteção contra a corrente reversa dos módulos utilizando fusíveis, pois se uma das *strings* apresentar defeito em consequência de sombreamento ou curto-circuito, em algum painel, este estará suscetível a uma corrente reversa conferida pelas demais *strings* do arranjo. A corrente nominal de operação, dos fusíveis é dada pela equação a (7).

$$1,1 * I_{SC,STC} \leq I_F \leq I_R \quad (7)$$

Onde:

- $I_{SC,STC}$ é a corrente de curto-circuito da *string* nas condições padrão de teste (STC) em ampères [A];
- I_F é a corrente nominal de operação do fusível, em ampères [A];
- I_R é a corrente reversa suportada pelo painel, a qual é recomendada pelo fabricante (esta informação é obtida na folha de dados), em ampères [A].

De acordo com a Equação (8), foram dimensionados fusíveis de 15 A, do fabricante brasileiro DekFuse, modelo C-10x38KFF, um por polo, totalizando oito em cada inversor, visto que foram utilizadas quatro *strings* em cada inversor.

$$1,1 * 9,45 \leq I_F \leq 15 A \quad (8)$$

4.6.1 Porta-fusíveis

Sempre que um fusível é empregado torna-se indispensável o uso de porta-fusível compatível. Desse modo, serão selecionados 18 porta-fusíveis do tipo 10 mm x 38 mm, sendo dois por motivos de proteção extra, contra possíveis danos, os quais possuem capacidade de tensão e corrente apropriada e maior que a do fusível. O modelo previsto é o “BF32” fabricado pela “Embrastec” com corrente máxima de 32 A (EMBRASSTEC, 2017).

4.7 CHAVE SECCIONADORA DO LADO CC

Entre o painel fotovoltaico e o inversor, deve ser utilizada uma chave seccionadora geral, a qual tem função de isolar o inversor do arranjo fotovoltaico, quando este for submetido à manutenção ou desligamento. A fim de dimensionar a chave geral CC, deve ser analisada a corrente de curto-circuito das *strings* e, a partir daí determinar a chave seccionadora (VILLALVA, 2015).

É recomendável utilizar uma chave geral CC, que controle com uma folga de pelo menos 40% a mais do valor desta corrente de curto-circuito, portanto foi selecionada uma chave do modelo “OT40F” do fabricante “ABB” para cada MPPT, totalizando dois para cada inversor que possui uma capacidade de condução de corrente até 40 A, visto que na proposta deste trabalho serão utilizadas chaves individuais, com intuito de possibilitar uma independência entre as outras *strings* em caso de manutenção. Como a corrente máxima das *strings* serão no máximo 18,9 A as chaves estão bem dimensionadas (BLUE SOL, 2016).

4.8 DISPOSITIVO DE PROTEÇÃO CONTRA SURTO LADO CC

O dispositivo de proteção contra surtos (DPS) é um elemento importante nos sistemas fotovoltaicos, bem como nas instalações elétricas convencionais, visto que protege cabos e equipamentos contra sobretensões provocadas por descargas atmosféricas. Em sistemas fotovoltaicos, tanto no lado CC quanto no CA, é indispensável contar com esses dispositivos bem dimensionados (VILLALVA, 2015).

Não é necessário que uma descarga elétrica atinja diretamente o arranjo fotovoltaico para que danifique os equipamentos. As descargas elétricas produzem fortes campos magnéticos, que induzem altas tensões em qualquer condutor ou materiais metálicos os quais estejam próximos ao local de impacto do raio. Desse modo, os dispositivos foram selecionados analisando sua tensão máxima contínua, que deve ser superior à tensão em circuito aberto da *string* a qual o dispositivo irá proteger. Além da tolerância a surtos do inversor, onde é recomendado que o nível de proteção do DPS seja menor que o valor máximo de surto que o inversor suporta (disponível na folha de dados do inversor), visto que, se o DPS possuir nível de

proteção superior ao nível de tolerância a surtos do inversor ele é simplesmente inútil (BLUE SOL, 2016).

Desse modo, a tensão máxima contínua em cada *string* é 775,2 V e a classe do inversor Fronius Symo é I, que segundo a (ABNT NBR 5410, 2004), deve possuir capacidade mínima de 12,5 kA. Foram selecionados 2 dispositivos para cada inversor, do tipo bipolar 40kA e 1.000VDC, do fabricante TOMZN, classe II, conforme a (ABNT NBR 5410, 2004) deve possuir capacidade mínima de 5 kA.

4.9 CONDUTORES DO LADO CA

Os cabos que unem desde a saída dos inversores ao quadro de distribuição são dimensionados de acordo com a equação (9) (BLUE SOL, 2016). A finalidade é suportar a corrente máxima de saída do inversor, bem como o nível de tensão da rede que será conectado ao sistema. De acordo com norma brasileira (ABNT NBR 5410, 2004), é admissível uma queda de tensão máxima de 3% para este trecho. O inversor será colocado em uma sala no 1º andar do Bloco KLM, com uma distância média de 45 metros até o quadro de distribuição.

$$S_{mm^2} = \frac{\sqrt{3} * L * I_{ca} * \cos \varphi}{\sigma * QV * V_{nom}} = \frac{\sqrt{3} * 45 * 28,9 * 0,92}{56 * 0,03 * 220} = 5,60 \text{ mm}^2 \quad (9)$$

Onde:

- S_{mm^2} = Seção do condutor em milímetros quadrados.
- L = Distância entre o inversor e o quadro de distribuição, em metros.
- I_{ca} = Corrente de saída máxima por fase do inversor, em amperes.
- $\cos \varphi$ = Fator de potência do inversor.
- σ = Condutibilidade do material condutor (Cobre = 56; Alumínio = 32).
- QV = Queda de tensão permitida, em decimal (3% = 0,03).
- V_{nom} = Tensão nominal do circuito, em volts.

Desta maneira, a seção mínima dos cabos para as três fases será de 6mm², conforme o cálculo da equação (9).

Comparando o maior valor da seção da bitola, entre o método da queda de tensão 5,6 mm², e o método de condução de corrente que através da ABNT NBR-

5414:2004) com método de referência B1, ou seja, para condutores isolados em eletroduto de seção circular, com isolação em PVC, observando a corrente de saída do inversor que é 28,9 A, sugere uma bitola de 6 mm². Portanto a bitola indicada seria a de 6 mm².

Portanto, o cabo de 6 mm² selecionado será do modelo “Superastic – BWF Antiflam – 750 V”, do fabricante Prysmian.

4.10 DISJUNTOR LADO CA

Na saída de cada inversor, é fundamental utilizar um dispositivo de seccionamento próprio, de forma que seja isolado do circuito em caso de manutenção prolongada, caso haja necessidade de desligar outros inversores (como neste caso), além de proteger os condutores.

Desta maneira, para dimensionar o disjuntor, basta analisar a corrente máxima de saída do inversor que será protegido, bem como a corrente máxima suportada pelo cabo CA de 6 mm² selecionado, de acordo com o método de condução de corrente, desta forma protegendo também o cabo, como evidenciado na equação (10) (BLUE SOL, 2016):

$$I_{cond.corr} \geq I_{disjuntor} > I_{ca,max} \quad (10)$$

Onde:

- $I_{disjuntor}$ é a corrente nominal do disjuntor de proteção do inversor e dos condutores, em amperes.
- $I_{ca,max}$ é a corrente máxima de saída do inversor interativo, em amperes.
- $I_{cond.corr}$ é a corrente máxima suportada pela bitola de 6 mm² de acordo com método de condução de corrente, em amperes.

Sendo assim, como o inversor é trifásico e possui corrente máxima de saída 28,9 A, dado disponibilizado na folha de dados, foram selecionados dois disjuntores tripolares, um para cada inversor, modelo “5SX1-3 de 32 A” do fabricante Siemens, que opera em 380/220 V.

4.11 DISPOSITIVO DE PROTEÇÃO CONTRA SURTOS LADO CA

Assim como no lado CC, é indispensável o uso de DPS no lado CA, visto que ambos estão sujeitos a descargas atmosféricas, e o custo de um dispositivo de proteção diante do custo de outros equipamentos como inversores e módulos fotovoltaicos é menor, não há motivo para renunciar esse dispositivo de segurança (VILLALVA, 2015). Desse modo, o dimensionamento do DPS será da mesma maneira que foi realizada no lado CC de acordo com a (ABNT NBR-5410:2004) porém, os dispositivos devem ser selecionados de acordo com a tensão da rede.

Portanto, com intuito de propor mais proteção para o sistema foram selecionados dois dispositivos, sendo um em cada inversor, modelo com 275 Vca e 40 kA, tetrapolar (três fases e neutro), classe II do fabricante EMBRASTEC.

4.12 CONDUTOR DE EQUIPOTENCIALIZAÇÃO E ATERRAMENTO

Em conformidade com a (ABNT NBR 5410, 2004), é necessário que o condutor de equipotencialização possua bitola com seção igual aos condutores de fase, sempre que esses tenham bitola menor que 16 mm², como é o caso deste trabalho. Desta forma, será previsto um rolo de 100 m do modelo de cabo “Superastic – BWF Antiflam – 750 V”, do fabricante Prymiam, com bitola de 6 mm, presumindo a utilização de 80 m, contidos na:

- Utilização para equipotencialização dos módulos fotovoltaicos e estrutura de fixação dos módulos;
- Interligação do arranjo fotovoltaico ao ponto de aterramento (caixa de inspeção no solo);
- Interligação dos inversores ao *string-box* (quadro de gerenciamento do SFCR);
- Conexões no *string-box*;
- Interligação do *string-box* ao ponto de equipotencialização, em uma das hastes de aterramento.

5 RESULTADO DO PROJETO

A seguir será exposto o resultado do projeto, de acordo com o modelo do memorial descritivo exigido pela Energisa – PB.

I – Módulos fotovoltaicos: O sistema gerador proposto neste trabalho será instalado no telhado norte do Bloco KLM, possui 136 módulos fotovoltaicos e ocupará uma área de 266,56m², totalizando uma potência de 44,88 kWp. Na sequência, a Tabela 5.1 nos mostra os dados e a divisão do arranjo fotovoltaico.

Tabela 5.1 – Dados sobre os módulos usados no sistema.

Fabricante	Canadian Solar
Modelo	CS6U-330P
Potência Nominal	330W
Número de placas/Carga Inversor 1	86 painéis/28.380 kWp
Número de placas/Carga Inversor 2	68 placas/22,44 kWp
Carga Total	44,88 kWp

Fonte: O autor.

II – Inversores: Foram selecionados dois inversores do modelo Symo 20 kW do fabricante Fronius. Cada inversor suporta uma potência máxima de 24 kW de módulos FV em sua entrada primária, e a tensão de saída é trifásica e compatível com os padrões técnicos da rede elétrica de distribuição.

Tabela 5.2 – Dados sobre os inversores usados no sistema.

Fabricante	Fronius
Modelo	Symo 20.0-0-3-M
Potência Nominal	20000 W
Número de placas/Carga Inversor 1	2

Fonte: O autor.

Tabela 5.3 – Parâmetros para ajuste do inversor conforme NDU-013.

DESCRIÇÃO	PARÂMETROS	TEMPO DE ATUAÇÃO
Tensão no ponto de conexão	$V < 80\% (0,8PU)V_n$	Desligar em 0,4s
Tensão no ponto de conexão	$V < 110\% (1,1PU)V_n$	Desligar em 0,2s
Regime normal de operação	$80\% \leq V \leq 110\%$	Condições Normais
Subfrequência	$f < 57,5 \text{ HZ}$	Desligar em 0,2s
Sobrefrequência	$f > 62 \text{ HZ}$	Desligar em 0,2s
Frequência Nominal da Rede	$f = 60 \text{ HZ}$	Condição Normal
Após a perda da rede (ilhamento), deverá interromper o fornecimento de energia à rede.	Ilhamento	Interromper em até 2s
Após a retomada das condições normais de tensão e frequência da rede, religar.	Reconexão	Após 180s

Fonte: Adaptado pelo autor de NDU-013.

III – Proteção do lado de geração em corrente contínua: Para a proteção do lado de geração em corrente contínua (CC), foram dimensionados os dispositivos especificados na Tabela 5.4.

Tabela 5.4 – Proteção CC.

Dispositivo	Quantidade	Especificação
DPS	4 (Bipolar)	TOMZN 1000 Vdc - 45 kA
Chave Seccionadora	4 (Tripolar)	ABB OT4OF3 1000 V - 40 A
Fusíveis	16	15 A

Fonte: O autor.

IV – Proteção do lado de geração em corrente alternada: Para a proteção do lado de geração em corrente alternada (CA), foram dimensionados os dispositivos especificados na Tabela 5.5.

Tabela 5.5 – Proteções do lado CA.

Dispositivo	Quantidade	Especificação
DPS	4 (Bipolar)	TOMZN 1000 Vdc - 45 kA
Disjuntor	2 (Tripolar)	SIEMENS 5SX1-3

Fonte: O autor.

V – Placa de advertência: Junto ao padrão de entrada, próximo à caixa de medição/proteção deverá ser instalada uma placa de advertência com os seguintes dizeres: “CUIDADO – RISCO DE CHOQUE ELÉTRICO – GERAÇÃO PRÓPRIA” (NDU 13). Segue detalhamento na Figura 5.1.

Figura 5.1 – Placa de Advertência.



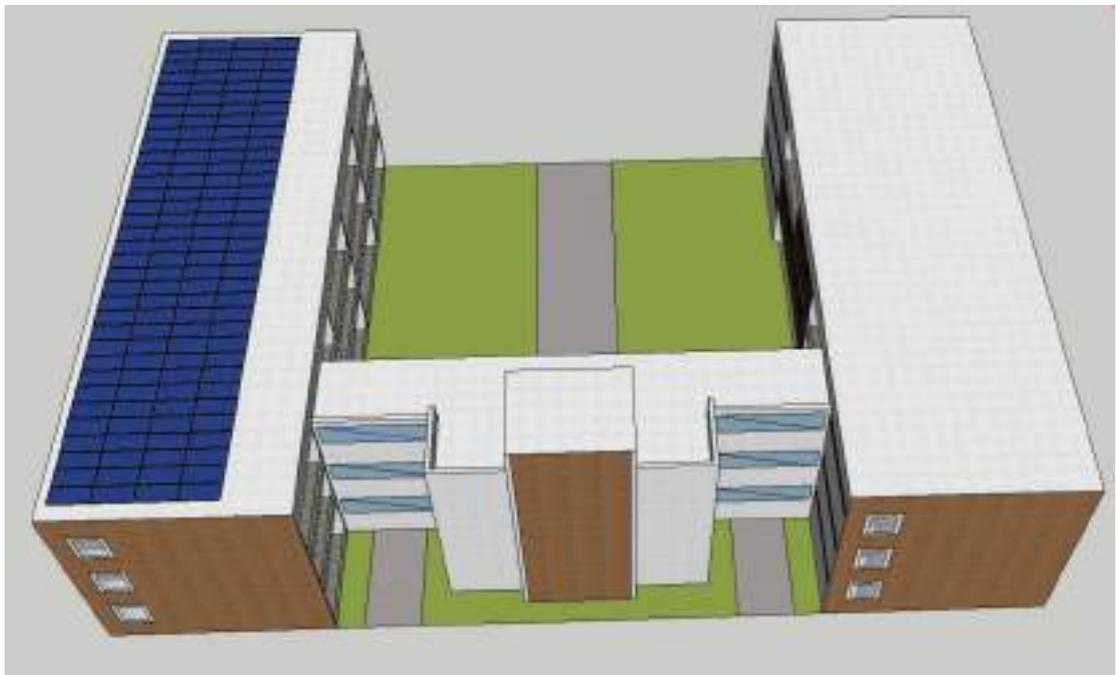
Fonte: Energisa NDU 013.

5.1 DIAGRAMAS ELÉTRICOS UNIFILAR E MULTIFILAR

De acordo com a NDU 013, para projetos com potência pico acima de 10 kWp (como é o caso deste), é necessário apresentar diagramas elétricos unifilares multifilares, os quais estão expostos nos Apêndices A e B, respectivamente.

A partir da utilização do software SketchUp⁵, foi elaborado um esboço do projeto em 3D (três dimensões), o qual pode ser observado na Figura 5.2.

Figura 5.2 – Esboço do projeto através do software SketchUp.



Fonte: O autor.

5.2 ESTIMATIVA DO VALOR DO PROJETO

Conforme Greener (2018), o custo médio total de um projeto fotovoltaico de 45 kWp, que é aproximadamente com a potência do projeto proposto (44,88 kWp), já faturado para o cliente final, composto pelo preço dos equipamentos fotovoltaicos, módulos e inversores que compõe o “Kit”, instalação, equipamentos adicionais, projeto, custo para conexão à rede, impostos, e margem de contribuição, varia em

⁵ SketchUp é um software apto para a criação de modelos em 3D no computador.

torno de 1,17 U\$/Wp, ou seja, um total de R\$ 197.020,00 (4,39 x 44880 Wp). Na tabela 5.6 é possível observar essa estimativa de custo detalhadamente.

Tabela 5.6 – Estimativa de custo do sistema fotovoltaico.

Custos do sistema		
Informações	Dados	Preço
Kit (59,22%)	2,60 R\$/Wp	R\$ 116.688,00
Instalação/Equipamentos Adicionais (6,37%)	0,28 R\$/Wp	R\$ 12.566,40
Projeto (4,44%)	0,19 R\$/Wp	R\$ 8.527,20
Conexão à Rede (2,57%)	0,11 R\$/Wp	R\$ 4.936,80
Impostos (9,23%)	0,3952 R\$/Wp	R\$ 17.736,57
Margem de Contribuição (19,04%)	0,8148 R\$/Wp	R\$ 36.568,22
Preço Final	4,39 R\$/Wp	R\$ 197.023,20

Fonte: O autor.

A energia gerada pode ser estimada de acordo com a Equação (10) (Blue Sol, 2016):

$$Energia_G = Pot_{Ins} * Tempo_{Exp} * n = 44,88 * 166,2 * 0,81 = 6041,83 \text{ kWh/mês} \quad (10)$$

Onde:

- $Energia_G$ é a energia gerada mensalmente, kWh/mês.
- Pot_{Inst} é a potência total instalada, em kWp.
- $Tempo_{exp}$ é o tempo de exposição ao sol durante 30 dias, de acordo com os dados do Cresesb, adotaremos 5,54 h/mês e 30 dias por mês.
- n é o rendimento do sistema, adotou-se 81%.

Como no cálculo do payback, leva em conta a inflação, não foi possível estimar o retorno do investimento. Porém conforme Greener (2018), o *payback* para projetos com potência em torno de 45kWp, valor próximo do projeto proposto neste trabalho, é em torno de 5 anos.

Portanto, levando em conta o tempo que a Universidade permanecerá em funcionamento e conseqüentemente consumindo energia, é viável implementar um sistema fotovoltaico deste porte. Além de servir como ferramenta de estudo para o âmbito acadêmico.

6 CONCLUSÃO

O propósito deste trabalho foi a escolha e vistoria do local onde serão dimensionados os equipamentos para um sistema fotovoltaico conectado à rede elétrica, bem como a estimativa de preço deste projeto de acordo com o mercado atual.

Todos os equipamentos dimensionados que integram o sistema fotovoltaico proposto estão devidamente dentro dos limites de proteção, de segurança e de qualidade de energia exigidos pelas normas da Aneel e Energisa. Cabe salientar sobre a importância das recomendações de parametrização do inversor de acordo com a Norma de Distribuição Unificada 013 da Energisa, conforme mostramos na Tabela 7 da Seção 5.

Foi possível estimar o valor do projeto de acordo com o mercado atual por meio de uma pesquisa de mercado realizada pela Greener, bem como o tempo de retorno para investimentos desse porte.

Este trabalho serve também de contribuição para estudantes da UFPB e para alunos de outras instituições, visto que será disponibilizado na *homepage* do CEAR para pesquisa e também como ferramenta de projeto para uma futura aquisição de um sistema fotovoltaico pela Universidade.

Logo, as sugestões de trabalhos futuros são as seguintes:

- Trabalho para estimativas para taxas de retorno e tempo de compensação financeira de SFCR, de acordo com a fatura de energia da UFPB;
- Trabalho de estimativa de geração deste projeto utilizando Software PVsyst, bem como um comparativo da geração de sistemas instalados no telhado Norte e Sul;
- Trabalhos de cálculos de compensações financeiras no uso de SFCR para grandes clientes que paguem pela energia reativa e demandas de ultrapassagem de tarifas de uso do sistema de distribuição (TUSD) e de tarifas de energia elétrica (TE);
- Trabalho para avaliação do potencial de geração da UFPB, fazendo comparativo com seu consumo energético.

REFERÊNCIAS

ABB. **Inversores interativos**. Disponível em: <<https://new.abb.com/br/catalogos-ep>>. Acesso em: 12 abr. 2018.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional - PRODIST. **ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica**. Brasília, 2012. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/prodist>>. Acesso em: 9 abr. 2018.

ALVES JÚNIOR, Gilvan da Silva. **Estruturas de Conexão com a Rede Elétrica e Controle de Sistemas Fotovoltaicos**. João Pessoa, 2016. 60 p TCC (Engenharia Elétrica) - UNIVERSIDADE FEDERAL DA PARAÍBA. Disponível em: <http://www.cear.ufpb.br/arquivos/cgee/TCC/TCC_-_Gilvan_da_Silva_-_vers%C3%A3o_final.pdf>. Acesso em: 15 abr. 2018.

ALVES, Guilherme Henrique. **Projeto e análise da viabilidade econômica da instalação de painéis fotovoltaicos no setor industrial**. São Carlos, 2016. 106p TCC (Engenharia Elétrica) - Universidade de São Paulo (USP), 2016.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **NBR 11704**: Sistemas Fotovoltaicos - classificação. Rio de Janeiro, 2008.

_____. **NBR 5410**: Instalações elétricas de baixa tensão. Rio de Janeiro, 2004.

BALFOUR, John; SHAW, Michael; NASH, Nicole Bremer. **Introdução ao Projeto de Sistemas Fotovoltaicos**. Tradução Luiz Claudio de Queiroz Faria. Rio de Janeiro, 2016. Tradução de: Introduction to Photovoltaic System Design.

BARBOSA FILHO, Wilson Pereira; AZEVEDO, Abílio César Soares. Geração distribuída: vantagens e desvantagens. In: SIMPÓSIO DE ESTUDOS E PESQUISAS EM CIÊNCIAS AMBIENTAIS NA AMAZÔNIA, 2. 2013. 11 p.

CARRASCO, Juan Manuel et al. Power-Electronic Systems for the Grid Integration of Renewable Energy Sources: A Survey. **IEEE Transactions on Industrial Electronics**, p. 1002-1016, ano 2006, 7 ago. 2006. Disponível em: <<http://ieeexplore.ieee.org/stamp/stamp.jsp?tp=&arnumber=1667898&isnumber=34916>>. Acesso em: 5 abr. 2018.

CASARO, Marcio Mendes; MARTINS, Denizar Cruz. Processamento eletrônico da energia solar fotovoltaica em sistemas conectados à rede elétrica. **Sba Controle & Automação**. Campinas, v. 21, p. 159-172, Abril 2010.

CENTRO DE CURSOS E TREINAMENTOS BLUE SOL. **Classificação De Sistemas Fotovoltaicos**. Ribeirão Preto, 2016.

CENTRO DE REFERÊNCIA PARA ENERGIA SOLAR E EÓLICA SÉRGIO BRITO. Potencial Solar - SunData. **CRESESB - Centro de Referência para Energia**

Solar e Eólica Sérgio Brito / CEPEL - Centro de Pesquisas de Energia Elétrica. Rio de Janeiro, 2018. Disponível em: <<http://www.cresesb.cepel.br>>. Acesso em: 14 abr. 2018.

COSTA, Higor José Serafim. **Avaliação do fator de dimensionamento do inversor em sistemas fotovoltaicos conectados à rede.** Fortaleza, 2010. 86p Monografia (Engenharia Elétrica) - UNIVERSIDADE FEDERAL DO CEARÁ. Disponível em: <<http://www.dee.ufc.br/anexos/TCCs/2011.1/HIGOR%20JOS%C3%89%20SERAFIM%20DA%20COSTA.pdf>>. Acesso em: 17 abr. 2018.

DESCONZI, Matheus Iensen. **Sistema fotovoltaico autônomo utilizando configuração multi-string e inversor multinível.** Santa Maria, 2011. 103p Dissertação (Mestrado de Engenharia Elétrica) - UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA MARIA.

EMBRASTEC. **Catálogo de Produtos.** Ribeirão Preto, 2017. Disponível em: <<https://www.embrastec.com.br/catalogodeprodutos2017>>. Acesso em: 20 abr. 2018.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA - EPE. **Nota Técnica DEA 19/14:** Análise de Inserção de Geração Solar na Matriz Solar Elétrica Brasileira. Rio de Janeiro, 2012. 64 p. (Recursos Energéticos).

ENERGISA. **Norma de Distribuição Unificada - 013:** Critérios para a conexão de acessantes de geração distribuída ao sistema de distribuição para conexão em baixa tensão. João Pessoa, 2017.

FRONIUS. **Inversores interativos.** Disponível em: <<https://www.fronius.com/pt-br/brasil/energia-solar/produtos/todos-os-produtos/inversor/fronius-symo/fronius-symo-20-0-3-m>>. Acesso em: 12 abr. 2018.

GOETZBERGER, Adolf; HOFFMANN, Volker Uwe. **Photovoltaic solar energy generation.** Springer Science & Business Media, v. 112, 2005. 234 p. (Optical Series).

GREENER TECNOLOGIAS SUSTENTÁVEIS. Estudo Estratégico: Mercado Fotovoltaico de Geração Distribuída. **Greener.** São Paulo, 2018. Disponível em: <<https://www.greener.com.br/estudo-estrategico-mercado-fotovoltaico-de-geracao-distribuida-1o-semester2018>>. Acesso em: 24 abr. 2018.

INSTITUTO NACIONAL DE EFICIÊNCIA ENERGÉTICA. O que é geração distribuída. **INEE - Instituto Nacional de Eficiência Energética.** Rio de Janeiro, 2016. Disponível em: <http://www.inee.org.br/forum_ger_distrib.asp>. Acesso em: 3 abr. 2018.

_____. Sobre Geração Distribuída e Cogeração. **INEE - Instituto Nacional de Eficiência Energética.** Rio de Janeiro, 2001. Disponível em: <http://www.inee.org.br/forum_sobre_gd_cg.asp>. Acesso em: 7 abr. 2018.

MARANGONI, Filipe. **Inversores monofásicos para conexão de sistemas fotovoltaicos à rede**. Pato Branco, 2012. 103 p Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) - UNIVERSIDADE TECNOLÓGICA FEDERAL DO PARANÁ.

MORAES, Claudionor et al. Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede Elétrica com Aplicação no Condomínio Classique Angustura. **INOVA TEC: Revista Eletrônica da Estácio Belém**. Belém, 2017.

NASA. Glory: understanding earth's energy. **NASA**. Washington, 2013. Disponível em: <https://www.nasa.gov/mission_pages/Glory/main/index.html>. Acesso em: 5 abr. 2018.

RAMPINELLI, Giuliano Arns; KRENZINGER, Arno; ROMERO, Faustino Chenlo. Descrição e Análise de Inversores Utilizados em Sistemas Fotovoltaicos. **Ciências Exatas e Naturais - RECEN**, v. 15, p. 25-50, 2013.

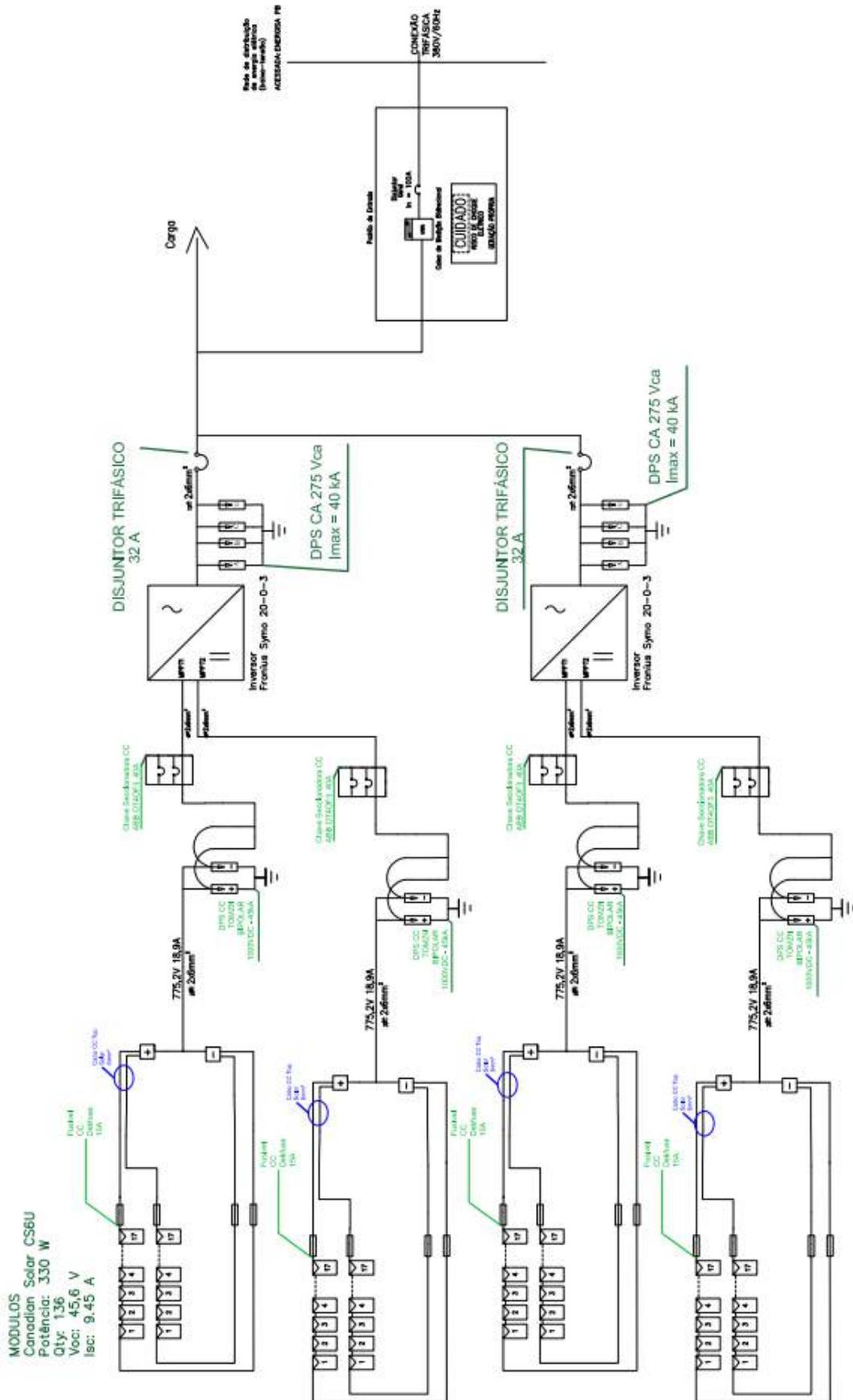
SEGUEL, Julio Igor López. **Projeto de um sistema fotovoltaico autônomo de suprimento de energia usando técnica MPPT e controle digital**. Belo Horizonte, 2009. 222 p Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) - UNIVERSIDADE FEDERAL DE MINAS GERAIS, 2009.

SIEMENS. **Inversores interativos**. Disponível em: <https://w3.siemens.com.br/automation/br/pt/downloads-bt/Documents/Minidisjuntores/Cat%C3%A1logo/Catalogo-Minidisjuntores_2016_PT-v1.pdf>. Acesso em: 12 abr. 2018.

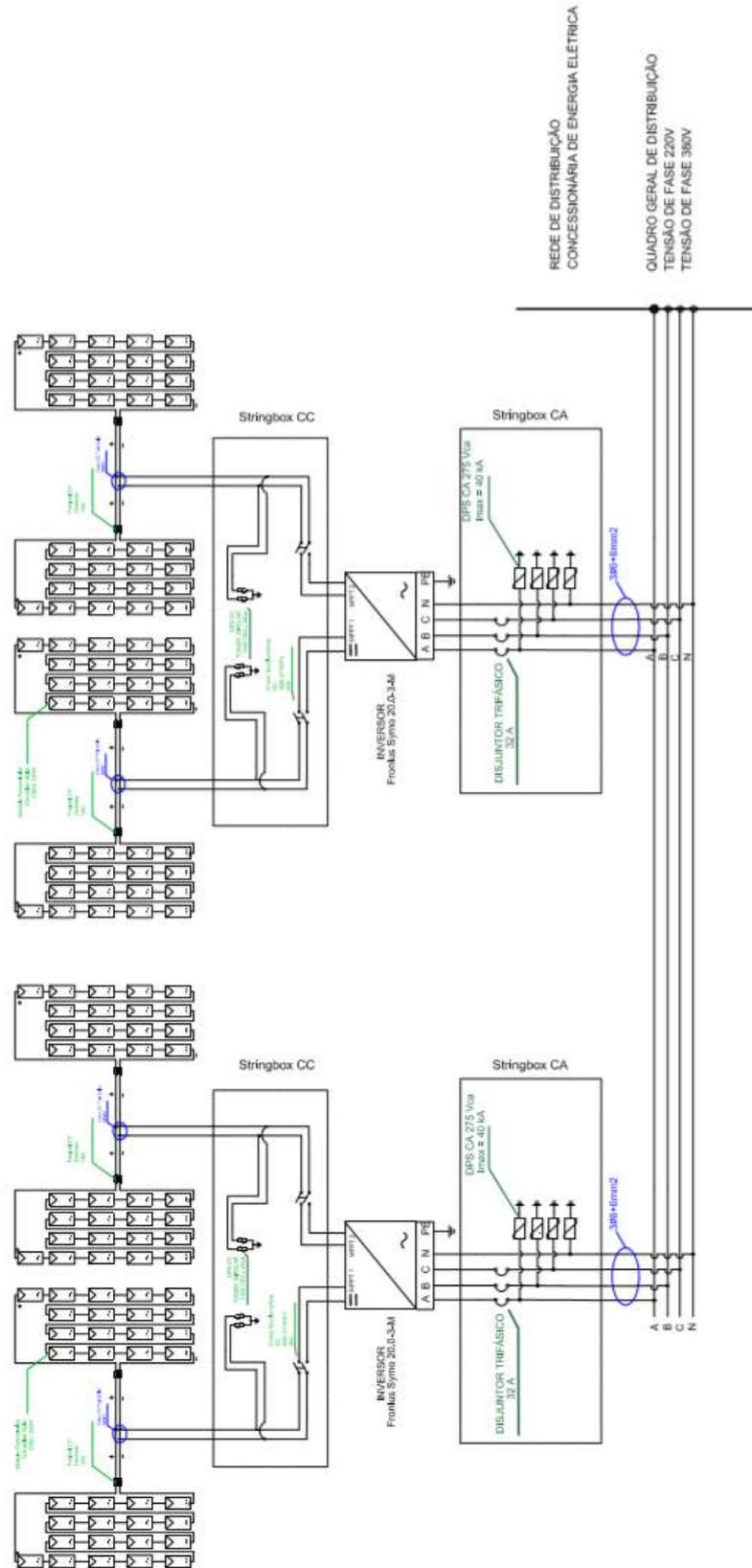
VILLALVA, Marcelo Gradella. **Energia Solar Fotovoltaica: Conceitos e Aplicações**. 2. ed. São Paulo: Érica/Saraiva, 2015.

IEC [International Electrotechnical Commission]. IEC 60364-7-712: International Standard. 2017.

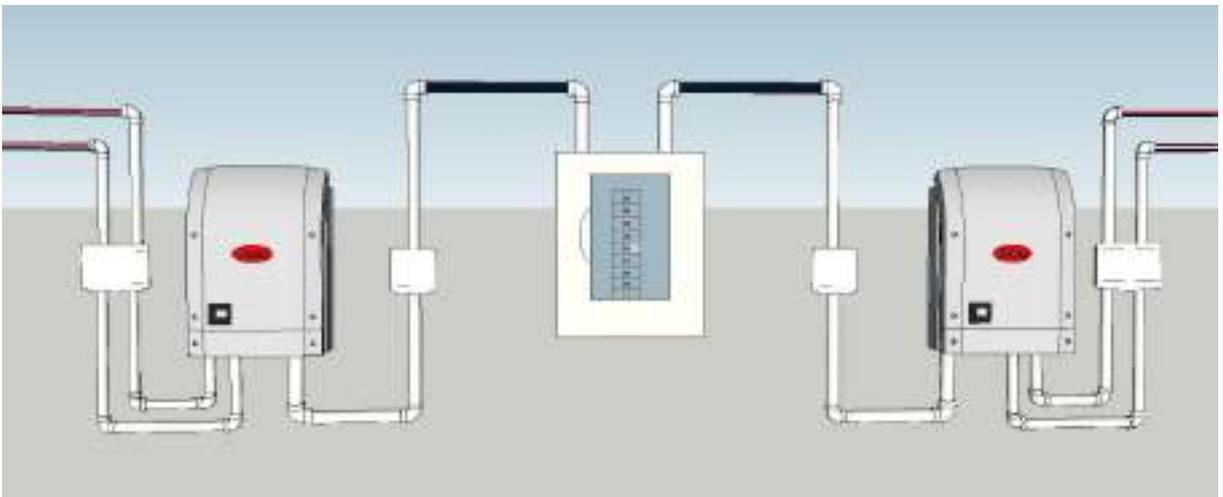
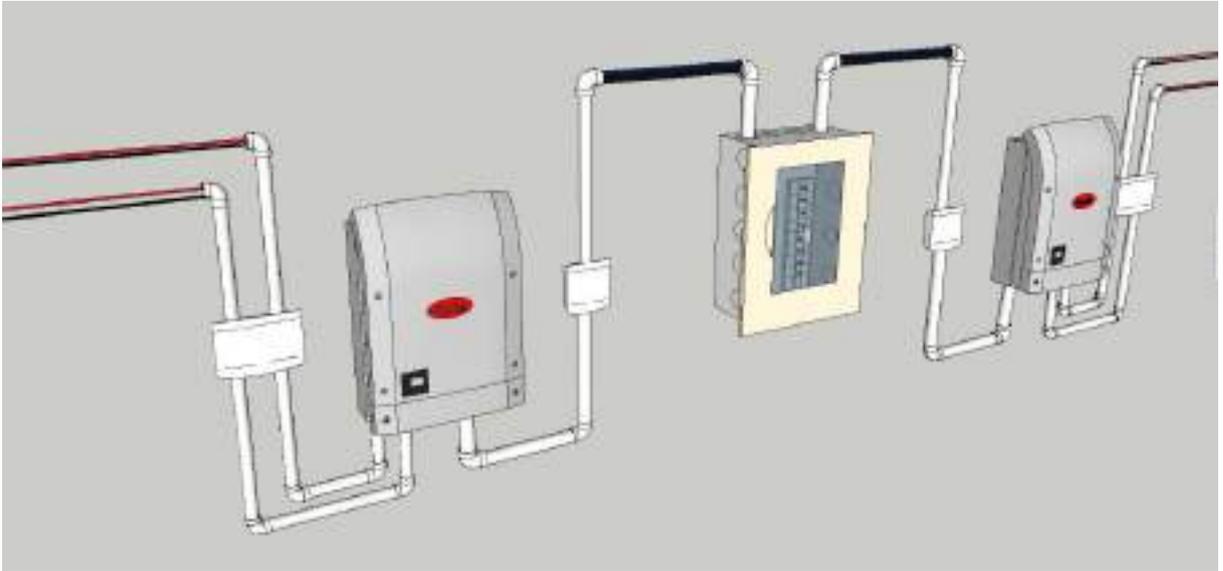
APÊNDICE A – Diagrama elétrico unifilar.



APÊNDICE B – Diagrama elétrico multifilar.

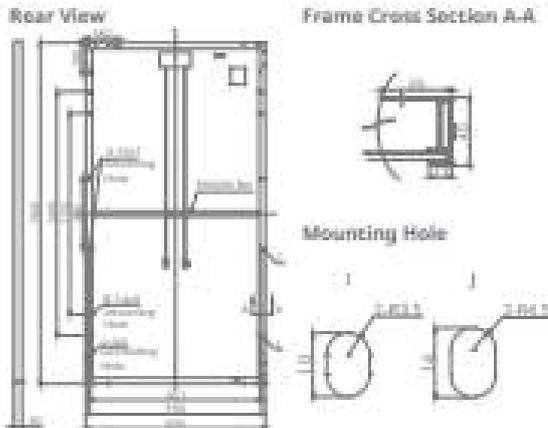


APÊNDICE C – Esquema das ligações vindas do arranjo fotovoltaico passando pelos *string-box* CC e CA, das quais estão as proteções do sistema até o quadro de distribuição.

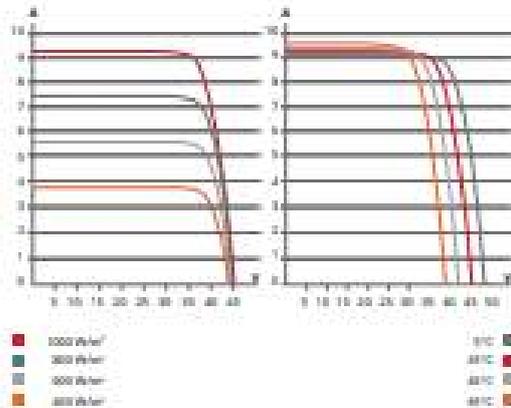


ANEXO A – Módulo Fotovoltaico

ENGINEERING DRAWING (mm)



CS6U-320P / I-V CURVES



ELECTRICAL DATA | STC*

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 I (UL 1703) or CLASS C (IEC 61730)			
Max. Series Fuse Rating	15 A			
Application Classification	Class A			
Power Tolerance	0 ~ + 5 W			

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

MECHANICAL DATA

Specification	Data
Cell Type	Poly-crystalline, 6 inch
Cell Arrangement	72 (6 × 12)
Dimensions	1960 × 992 ± 40 mm (77.2 × 39.1 × 1.57 in)
Weight	22.4 kg (49.4 lbs)
Front Cover	3.2 mm tempered glass
Frame Material	Anodized aluminium alloy
J-Box	IP67, 3 diodes
Cable	PV1500DC-F1 4 mm ² (IEC) & 12 AWG 2000 V (UL), 1160 mm (45.7 in)
Connector	T4 series or Pv2 series
Per Pallet	26 pieces, 635 kg (1400 lbs)
Per container (40' HQ)	624 pieces

ELECTRICAL DATA | NOCT*

CS6U	315P	320P	325P	330P
Nominal Max. Power (Pmax)	228 W	232 W	236 W	239 W
Opt. Operating Voltage (Vmp)	33.4 V	33.6 V	33.7 V	33.9 V
Opt. Operating Current (Imp)	6.84 A	6.91 A	6.98 A	7.05 A
Open Circuit Voltage (Voc)	41.5 V	41.6 V	41.8 V	41.9 V
Short Circuit Current (Isc)	7.44 A	7.50 A	7.57 A	7.66 A

* Under Nominal Operating Cell Temperature (NOCT), irradiance of 800 W/m², spectrum AM 1.5, ambient temperature 25°C, wind speed 1 m/s.

PERFORMANCE AT LOW IRRADIANCE

Outstanding performance at low irradiance, average relative efficiency of 96.0 % from an irradiance of 1000 W/m² to 200 W/m² (AM 1.5, 25°C).

The specifications and key features described in this datasheet may deviate slightly and are not guaranteed, due to on-going innovation, research and product enhancement. Canadian Solar Inc. reserves the right to make any adjustment to the information described herein at any time without notice. Please always obtain the most recent version of the datasheet which shall be duly incorporated into the binding contract made by the parties governing all transactions related to the purchase and sale of the product described herein.

Caution: For professional use only. The installation and handling of PV modules requires professional skills and should only be performed by qualified professionals. Please read the safety and installation instructions before using the modules.

TEMPERATURE CHARACTERISTICS

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

PARTNER SECTION



ANEXO B – Requisitos de proteção inclusos nos inversores escolhidos.

DADOS TÉCNICOS	
DADOS DE ENTRADA	
Quantidade de MPP Tracker	2,0
Corrente máx. de entrada ($I_{CC\ máx.}$)	33,0 / 27,0 A
Corrente máx. de curto-circuito do campo do módulo	49,5 / 40,5 A
Faixa de tensão de entrada CC ($U_{CC\ mín.} - U_{CC\ máx.}$)	200 - 1000 V
Alimentação de tensão inicial ($U_{CC\ inicial}$)	200,0 V
Tensão nominal de entrada ($U_{CC,r}$)	600,0 V
Faixa de tensão MPP ($U_{MPP\ mín.} - U_{MPP\ máx.}$)	420 - 600 V
Faixa de tensão MPP utilizável	200 - 600 V
Quantidade de conexões CC	3 + 3
Potência máxima do gerador fotovoltaico ($P_{CC\ máx.}$)	30,0 kWpeak
DADOS DE SAÍDA	
Potência nominal CA ($P_{CA,r}$)	20,0 kW
Potência máx. de saída ($P_{CA\ máx.}$)	20,0 kVA
Potência máxima de saída ($I_{CA\ máx.}$)	28,9 A
Acoplamento a rede ($U_{CA,r}$)	3~ NPE 400/230, 3~ NPE 380/220 V
Faixa de tensão CA ($U_{CA\ mín.} - U_{CA\ máx.}$)	150 - 280 V
Frequência (f_r)	50 / 60 Hz
Faixa de frequência ($f_{r\ mín.} - f_{r\ máx.}$)	45 - 65 Hz
Fator de distorção	1,3 %
Fator de potência ($\cos\ \varphi_{CA,r}$)	0 - 1 ind./cap.