



**UNIVERSIDADE DA INTEGRAÇÃO INTERNACIONAL DA LUSOFONIA AFRO-
BRASILEIRA
INSTITUTO DE ENGENHARIAS E DESENVOLVIMENTO SUSTENTÁVEL
ENGENHARIA DE ENERGIAS**

ANA LENISE DOS SANTOS CORREIA

**DIMENSIONAMENTO DE UM SISTEMA FOTOVOLTAICO DE MICROGERAÇÃO
*ON-GRID***

REDENÇÃO – CE
JULHO DE 2023

ANA LENISE DOS SANTOS CORREIA

DIMENSIONAMENTO DE UM SISTEMA FOTOVOLTAICO DE MICROGERAÇÃO
ON-GRID

Trabalho conclusão do curso submetido ao corpo docente do curso de Engenharia de Energias da Universidade da Integração Internacional da Lusofonia Afro-Brasileira, como parte dos requisitos para a conclusão do Curso de Graduação em Engenharia de Energias.

REDENÇÃO – CE

JULHO DE 2023

Universidade da Integração Internacional da Lusofonia Afro-Brasileira
Sistema de Bibliotecas da UNILAB
Catalogação de Publicação na Fonte.

Correia, Ana Lenise Dos Santos.

C847d

Dimensionamento de uma sistema fotovoltaico de microgeração on-Grid / Ana Lenise Dos Santos Correia. - Redenção, 2023.
101f: il.

Monografia - Curso de Engenharia de Energias, Instituto de Engenharias e Desenvolvimento Sustentável, Universidade da Integração Internacional da Lusofonia Afro-Brasileira, Redenção, 2023.

Orientador: Prof. Dr. Humberto Icaro Pinto Fontinele.

1. Energia solar. 2. Geração distribuída. 3. Energia fotovoltaica. I. Título

CE/UF/BSP

CDD 621.47

DIMENSIONAMENTO DE UM SISTEMA FOTOVOLTAICO DE MICROGERAÇÃO
ON-GRID

Trabalho conclusão do curso submetido ao corpo docente do curso de Engenharia de Energias da Universidade da Integração Internacional da Lusofonia Afro-Brasileira, como parte dos requisitos para a conclusão do Curso de Graduação em Engenharia de Energias.

Orientador: Prof. Me. Humberto Icaro Pinto Fontinele

Aprovado em: ____/____/____

BANCA EXAMINADORA

Prof. Me. Humberto Icaro Pinto Fontinele (Orientador)

Prof. Dr. Hermínio Miguel de Oliveira Filho

Prof. Me. Janaina Barbosa Almada

AGRADECIMENTO

Primeiramente agradeço a Deus pelo dom da vida, pela saúde e por me permitir ultrapassar todos os obstáculos encontrados ao longo da minha vida acadêmica, especialmente a realização desse trabalho.

Agradeço ao meu orientador Humberto Icaro Pinto Fontinele, por ter aceitado conduzir este trabalho, por sua orientação, sugestões e suporte dado durante todo esse período.

À UNILAB minha eterna gratidão por ter me recebido de braços abertos e por ter me proporcionado a estrutura necessária para que eu pudesse crescer academicamente e pessoalmente.

Aos meus pais Nanda e Orlando, e minha irmã Ana Mileida, que foram a minha força ao longo do caminho, e que, diante de tantas dificuldades, juntos sempre estiveram do meu lado incansavelmente, dando todo apoio e me incentivando nos momentos mais difíceis. A eles minha eterna gratidão.

Agradeço ao engenheiro Rui Cá, que sempre esteve do meu lado, demonstrando apoio ao longo desse período em que me dediquei a este trabalho, pois os seus conhecimentos foram fundamentais para a conclusão desse projeto.

Aos meus colegas do curso que fizeram parte do meu percurso acadêmico e contribuíram para a realização desse trabalho.

RESUMO

Com a necessidade de reduzir o impacto ambiental causado pelo uso dos combustíveis fósseis, vem se ampliando o uso das fontes de energia limpa, o que contribui também com a diversificação da matriz energética. Quando se fala em energia, deve-se lembrar de que o sol é responsável pela origem de praticamente todas as outras fontes de energia na terra. Em outras palavras, as fontes de energia são, em última instância, derivadas, em sua maioria, da energia do sol. Uma forma de utilização direta da energia proveniente do sol é através da geração fotovoltaica, que já ocupa lugar de relevância na matriz energética de muitos países, como no Brasil. Este trabalho se propõe a realizar um estudo de caso de dimensionamento de um sistema de microgeração fotovoltaica *on-grid* a ser instalado no do Colégio CWD Maximus, com objetivo de reduzir os custos da energia elétrica. Ao longo do trabalho são apresentados conceitos gerais sobre sistemas fotovoltaicos, abordando os seus componentes básicos, suas classificações e as suas aplicações, bem como a realização do dimensionamento do sistema em estudo.

Palavra-chave: Dimensionamento, Energia Solar, Projeto, Geração Distribuída, Energia Fotovoltaica.

ABSTRACT

With the need to reduce the environmental impact caused by the use of fossil fuels, the use of clean energy sources has been increasing, which also contributes to the diversification of the energy matrix. When talking about energy, it should be remembered that the sun is responsible for the origin of virtually all other energy sources on earth. In other words, energy sources are ultimately derived mostly from the sun's energy. One form of direct use of energy from the sun is through photovoltaic generation, which already occupies a relevant place in the energy matrix of many countries, such as Brazil. This work proposes to carry out a case study of the sizing of an on-grid photovoltaic microgeneration system to be installed at the CWD Maximus College, in order to reduce electricity costs. Throughout the work, general concepts about photovoltaic systems are presented, addressing their basic components, their classifications and their applications, as well as the sizing of the system under study.

Key-words: Dimensioning, Solar Energy, Project, Distributed Generation, Photovoltaic Energy.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Percentual de Energia Gerada por Fontes Renováveis no Brasil em 2022	17
Figura 2 - Configuração Funcional Geral de um Sistema Fotovoltaico	20
Figura 3 - Esquema de Arranjo Fotovoltaico com Apenas uma Série Fotovoltaica.....	21
Figura 11 - Partes Constituintes de um Módulo Fotovoltaico	22
Figura 12 - Potência Elétrica em Função da Tensão Elétrica de uma Célula Fotovoltaica	23
Figura 13 - Cabos Fotovoltaicos Flex-Sol	24
Figura 14 - Conectores de Engate Rápido MC4 para Conexão Série de Módulos Fotovoltaicos	25
Figura 15 - Caixa de Junção.....	25
Figura 16 - Fusível Cilíndrico (esquerda) e Fusível gPV (direita)	26
Figura 17 - Quadro de Proteção de CC da Instalação Fotovoltaica	27
Figura 18 - Dispositivos de Proteção de Surto (DPS) na Instalação Fotovoltaica.....	28
Figura 19 - Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede	32
Figura 20 - Sistema Fotovoltaico Isolado CC/CA	33
Figura 21 – Sistemas Descentralizados Instalados Próximo aos Locais de Consumo.....	34
Figura 22 - Fluxograma do Processo	41
Figura 23 - Ângulo de Inclinação dos Módulos Fotovoltaicos	44
Figura 24 - Taxa de Desempenho (TD) de SFCRs Instalados	45
Figura 25 - Disjuntor Termomagnéticos	59
Figura 26 - Imagem de Satélite da Unidade Consumidora	69
Figura 27 - Módulo Fotovoltaico 144 Células DHM-72X- 550W DAH Monocristalino	73
Figura 28 - CF-10PV gPV Suntime	79
Figura 29 - DPS – Clamper Solar 1.040vdc.....	81
Figura 30 – DPS – Clamper Solar 275 Vdc	86

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Características Elétricas do Inversor.....	30
Tabela 2 - Níveis de Tensão Permitidos por Potência Instalada.....	37
Tabela 3 - Prazos para Efetivação da Conexão.....	41
Tabela 4 - Capacidade de Seccionamento dos Fusíveis.....	51
Tabela 5 - Suportabilidade a Impulso Exigível dos Componentes da Instalação.....	52
Tabela 6 - Valor Mínimo de <i>UC</i> Exigível do DPS, em Função do Esquema de Aterramento.....	53
Tabela 7 - Capacidade de Condução de Corrente.....	54
Tabela 8 - Valores de K para Condutores com Isolação de PVC, EPR ou XLPE.....	56
Tabela 9 - Fator de Serviço Utilizado para Cálculo de Acordo com o Tipo de Carga.....	60
Tabela 10 - Seção Mínima dos Condutores.....	63
Tabela 11 - Capacidade de Condução de Corrente dos Condutores.....	63
Tabela 12 - Fatores de Correção para Temperaturas Ambientais.....	64
Tabela 13 - Fatores de Correção Aplicáveis a Condutores Agrupados.....	65
Tabela 14 - Temperaturas Características dos Condutores.....	67
Tabela 15 - Fatores de Multiplicação de Corrente de Atuação dos Disjuntores.....	68
Tabela 16 - Consumo Média Anual em kWh/mês das Duas Contas de Energia.....	71
Tabela 17 - Irradiação Solar Diária.....	72
Tabela 18 - Características Elétricas do Módulo Fotovoltaico.....	73
Tabela 19 - Especificações Técnicas - Inversor Growatt MAX 60KTL3-LV2.....	75
Tabela 20 - Lista dos Materiais.....	88

GRÁFICOS

Gráfico 1 - Atuação de Fusível	57
Gráfico 2 - Surto Elétrico.....	60
Gráfico 3 -Transiente	61

LISTA DE ABREVIATURAS

ABNT	Associação Brasileira de Normas Técnicas
ABSOLAR	Associação Brasileira de Energia Solar
ANA	Agência Nacional De Águas
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
CA	Corrente Alternada
CC	Corrente Contínua
CC-CA	Corrente Contínua para Corrente Alternada
DPS	Dispositivo de Proteção Contra Surtos
ENEL	Entidade Nacional de Eletricidade
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
ET	Especificação Técnica
FDI	Fator de Dimensionamento do Inversor
FV	Fotovoltaico
IHM	Interfaces Homem-Máquina
MPPT	<i>Maximum Power Point Tracking</i>
NBR	Norma Brasileira
Off-Grid	Sistema Isolado da rede elétrica
On-Grid	Sistema conectado à rede elétrica
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
PRODIST Nacional	Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional
SFCR	Sistemas Conectados à Rede
SFV	Sistemas Fotovoltaicos
SFI	Sistemas Fotovoltaicos Isolados
SIN	Sistema Interligado Nacional
STC	<i>Standard Test Conditions</i>
SPDA	Sistema de Proteção contra Descargas Atmosféricas
UPC	<i>Ultra physical Contact</i>

LISTA DE SÍMBOLOS

A	Ampère
V	Volts
W	Watts
MW	Megawatts
kW	Kilowatt
R	Resistência
L	Indutância
C	Capacitância
Wh	Watt-hora
kWp	Quilowatt-pico
I_{imp}	Corrente nominal de proteção para DPS tipo 1
I_n	Corrente nominal de proteção para DPS dos tipos 2 e 3
I_{cc} ou I_{sc}	Máxima corrente de curto-circuito do dispositivo de proteção
I_{MAX}	Máxima corrente de drenagem de um DPS
I_{sc}	Corrente de curto-circuito (<i>short circuit</i>)
V_{CC}	Tensão em corrente contínua
V_{ca}	Tensão em corrente alternada
V_{oc}	Tensão de circuito aberto
I_{sc}	Corrente de curto-circuito
V_{mp}	Tensão de máxima potência
I_{mp}	Corrente de máxima potência

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO.....	16
1.1	OBJETIVOS	18
1.1.1	Objetivo Geral.....	18
1.1.2	Objetivos Específicos.....	18
1.2	JUSTIFICATIVA.....	18
1.3	METODOLOGIA	19
1.4	ESTRUTURA DO TRABALHO	19
2	SISTEMAS FOTOVOLTAICOS	19
2.1	CONFIGURAÇÃO FUNCIONAL DE UM SISTEMA FOTOVOLTAICO	20
2.2	ARRANJO FOTOVOLTAICO.....	21
2.3	COMPONENTES DO SISTEMA FOTOVOLTAICO CONECTADO A REDE ELÉTRICA 21	
2.3.1	Bloco Gerador	21
2.3.2	Bloco de Condicionamento de Potência	28
2.4	CLASSIFICAÇÃO DO SISTEMA FOTOVOLTAICO	32
2.4.1	Sistemas Conectados à Rede (SCR).....	32
2.4.2	Sistema Isolado ou Autônomo (SFI).....	33
3	GERAÇÃO DISTRIBUÍDA.....	34
3.1	NORMAS TÉCNICAS	34
3.2	TIPOS DE MODALIDADES DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA DE ENERGIA	35
3.3	REQUISITO DE CONEXÃO À REDE	36
3.3.1	Quanto a Potência Instalada	36
3.3.2	Quanto a Nível de Tensão	37
3.4	SISTEMA DE COMPENSAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA (SCEE).....	37
3.4.1	Regra de Aderência ao SCEE	38
3.4.2	Regra para Aderência ao Sistema de Faturamento de Energia Elétrica para Unidades Participantes do SCEE	38
3.5	ETAPAS PARA SOLICITAÇÃO DE ACESSO À REDE	39
4	PROCEDIMENTO DE PROJETO DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS ON-GRID.....	42

4.1	ETAPAS DE UM PROJETO FOTOVOLTAICO.....	42
4.1.1	Levantamento da Demanda e Consumo de Energia Elétrica	42
4.1.2	Definição da Localização do Sistema	43
4.1.3	Radiação Solar Média	44
4.2	DIMENSIONAMENTO DA POTÊNCIA INSTALADA	44
4.3	DIMENSIONAMENTO DO INVERSOR.....	46
4.3.1	Fator de Dimensionamento do Inversor (FDI).....	46
4.3.2	Tensão Máxima do Gerador FV.....	47
4.3.3	Corrente Máxima CC	49
4.4	PROTEÇÃO CC DO SISTEMA FOTOVOLTAICO	49
4.4.1	Proteção Contra Sobrecorrente	50
4.4.2	Proteção Contra Sobretensão	51
4.5	DIMENSIONAMENTO DOS CONDUTORES C.C	54
4.6	PROTEÇÃO DO SISTEMA CA.....	57
4.6.1	Proteção Contra Sobrecorrente	58
4.6.2	Proteção Contra Sobretensão CA.....	60
4.7	DIMENSIONAMENTO DE CONDUTORES CA.....	62
5	PROJETO DE UM SISTEMA FOTOVOLTAICO ON-GRID - ESTUDO DE CASO	69
5.1	CARACTERIZAÇÃO DO LOCAL DE INSTALAÇÃO.....	69
5.2	ANÁLISE DA DEMANDA DE ENERGIA	70
5.3	LEVANTAMENTO DE RECURSO SOLAR DISPONÍVEL NO LOCAL DA INSTALAÇÃO	71
5.4	DIMENSIONAMENTO DO GERADOR FOTOVOLTAICO.....	72
5.5	DIMENSIONAMENTO DO INVERSOR.....	75
5.6	DIMENSIONAMENTO DE PROTEÇÃO DO SISTEMA C.C	78
5.6.1	Dispositivos de Proteção Contra Sobrecorrente C.C	78
5.6.2	Dispositivos de Proteção Contra Sobretensão C.C	80
5.7	DIMENSIONAMENTO DE CONDUTORES CC	81
5.8	DIMENSIONAMENTO DE PROTEÇÃO DO SISTEMA C.A	83
5.8.1	Dispositivos de Proteção Contra Sobrecorrente C.A	83
5.8.2	Dispositivos de Proteção Contra Sobretensão C.A	85
5.9	DIMENSIONAMENTO DE CONDUTORES CA.....	86

6 CONCLUSÃO	89
6.1 SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS	90
REFERÊNCIAS	91
ANEXO A - MÓDULO 3 DO PRODIST TABELA 1: REQUISITOS MÍNIMOS DA INTERFACE COM A REDE	94
ANEXO B - MÓDULO 3 DO PRODIST TABELA 1-A: FUNÇÕES DE PROTEÇÃO PARA MICRO E MINERAÇÃO DISTRIBUÍDA	94
ANEXO C - DIAGRAMA UNIFILAR	95
ANEXO D - FOLHA DE DADOS DO MÓDULO FOTOVOLTAICO DHM-72X- 550W DAH	96
ANEXO E - FOLHA DE DADOS DO INVERSOR GROWATT MAX 60KTL3-LV2	98
ANEXO F - FORMULÁRIO DE SOLICITAÇÃO DE ACESSO PARA MICROGERAÇÃO DISTRIBUÍDA COM POTÊNCIA IGUAL OU SUPERIOR A 10KW	100
ANEXO G - FORMULÁRIO PARA CADASTRO DE UNIDADES CONSUMIDORAS PARTICIPANTES DO SCEE	101

1 INTRODUÇÃO

O aproveitamento da energia gerada pelo sol, inesgotável na escala terrestre de tempo, tanto como fonte de calor quanto de luz, é hoje uma das alternativas energéticas mais promissoras para prover a energia necessária ao desenvolvimento humano. Quando se fala em energia, deve-se lembrar de que o sol é responsável pela origem de praticamente todas as outras fontes de energia na Terra.

Com a necessidade de reduzir o impacto ambiental causado pelo uso dos combustíveis fósseis, vem se ampliando o uso das fontes de energia limpa, como por exemplo a energia solar, que contribui também com a diversificação da matriz energética.

Dentro dessa realidade, o potencial de aproveitamento de energia solar no Brasil é muito grande, pois a maior parte do território nacional está localizada na região intertropical, o que resulta em altos índices de radiação (EXAME, 2018).

Em 1876 foi concebido o primeiro aparato fotovoltaico advindo dos estudos da física do estado sólido e, apenas em 1956, iniciou-se a produção industrial, seguindo o crescimento da área da eletrônica (OCA ENERGIA, 2021).

A crise do petróleo de 1973 renovou e ampliou o interesse na exploração da energia solar fotovoltaica. Porém, para tornar economicamente viável essa tecnologia, seria necessário, naquele momento, reduzir em até 100 vezes o custo de produção das células fotovoltaicas em relação ao custo daquelas usadas em aplicações espaciais (CRESESB, 2006).

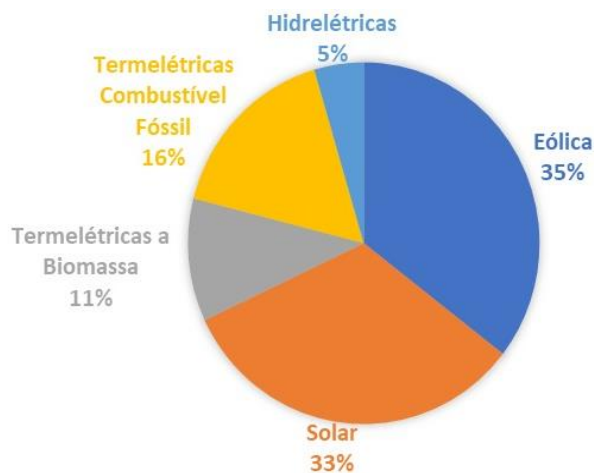
Em 1998 a produção de células fotovoltaicas atingiu a marca de 150 MWp, sendo o Silício quase absoluto no ranking dos materiais utilizados. O Silício, que é o segundo elemento mais abundante na crosta terrestre, tem sido explorado na geração fotovoltaica nas suas diversas formas, como o monocristalino (mono-Si), policristalino (poly-Si) e amorfo (a-Si). No entanto, a busca de materiais alternativos é intensa e concentra-se principalmente na área de desenvolvimento de células de filmes finos, onde o silício amorfo é utilizado. Além de utilizarem menor quantidade de material do que as que apresentam estruturas cristalinas, requerem uma menor quantidade de energia no seu processo de fabricação, características que por si só, justificam o esforço em seu aperfeiçoamento (RIBEIRO; VALENTE, 2004, p.18).

A energia fotovoltaica e energia eólica continuaram a dominar novos investimentos, com a energia fotovoltaica respondendo por 56% do total de novos investimentos, enquanto a energia eólica por 40%. A China continuou a representar a maior fatia do investimento global, com 37%, seguido pela Europa, com 20%, Ásia-Oceania, excluindo China e Índia, com 16%, e Estados Unidos com 13% (RENEWABLES NOW, 2021).

Segundo Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL-2022), o ano de 2022 será lembrado como um momento pujante para a ampliação da matriz elétrica no Brasil, com destaque para o aumento da oferta de energia gerada por fontes renováveis. O país encerrou o ano com uma expansão de 8.235,1 MW, a segunda maior registrada pela ANEEL desde sua fundação, atrás apenas dos 9.528 MW alcançados em 2016. Somente as usinas eólicas e fotovoltaicas responderam, respectivamente por 2922,5 MW e 2677,3 MW. Usinas termelétricas a biomassa representou 904,9 MW, as termelétricas a combustível fóssil contribuíram com 1.355,7 MW e as centrais hidrelétricas somaram 374,6 MW. Na Figura 1 é apresentada a matriz elétrica brasileira em 2022.

A meta estabelecida pela ANEEL para a expansão do parque de geração centralizada em 2022, de 7.625 MW, foi ultrapassada em 21 de dezembro, com a entrada em operação das unidades geradoras, totalizando 49,5 MW. Minas Gerais foi o estado com maior aumento na capacidade de geração em 2022, foram 1.536,1 MW instalados, sendo 1.176 MW de usinas fotovoltaicas. Em termos regionais, o Nordeste ficou com a maior parte da ampliação registrada, com 4.518,7 MW, representando 55% do total do acréscimo no ano. Destaca-se na região o estado do Piauí, com um incremento de 1.177 MW, sendo 838 MW em usinas eólicas e 339 MW em usinas fotovoltaicas (ANEEL, 2022).

Figura 1 – Matriz Elétrica do Brasil em 2022



Fonte: Adaptado de ANEEL (2022)

Segundo Associação Brasileira de Energia Solar (ABSOLAR) (2022), a utilização da fonte solar do Brasil já evitou a emissão de 23,6 milhões de toneladas de CO₂, gerando um cenário alinhado com as metas estabelecidas pela Organização das Nações Unidas para serem atingidas até 2030.

O território cearense é o terceiro colocado em relação ao maior potencial de energia fotovoltaica no Nordeste, ficando assim atrás apenas da Bahia e do Piauí. Sendo assim, estima-se que o estado quadruplicará sua capacidade de geração de energia em sistemas fotovoltaicos até 2023, em

relação ao ano 2022 (PORTAL SOLAR, 2022). Nesse contexto, tem se destacado o crescimento recente da geração distribuída (GD) de energia a partir de fontes renováveis. Esse modelo de geração surgiu como uma resposta para a necessidade de expansão do fornecimento de energia elétrica alinhado às políticas ambientais (RODRIGO GUIMARÃES, 2020).

Dentro deste cenário, o objetivo desse trabalho é realizar o dimensionamento de um sistema fotovoltaico conectada à rede elétrica, dimensionado para atender a demanda do Colégio CWD Maximus e uma segunda unidade beneficiada, ambas situadas na cidade de Fortaleza-CE.

1.1 OBJETIVOS

1.1.1 Objetivo Geral

O objetivo principal deste trabalho é desenvolver um projeto executivo, discutindo as normas correlatas, para um sistema de geração fotovoltaica de microgeração, conectada à rede de energia elétrica.

1.1.2 Objetivos Específicos

Para alcançar o objetivo geral deste trabalho, os seguintes objetivos específicos foram definidos:

- Descrição geral dos tipos de sistema fotovoltaicos;
- Levantamento da demanda e consumo de energia elétrica para o caso em estudo;
- Definição da configuração do sistema estudado;
- Levantamento do recurso solar disponível no local da instalação;
- Estimativa da geração do sistema, ao longo do ano;
- Dimensionamento dos Inversores;
- Projeto elétrico do sistema.

1.2 JUSTIFICATIVA

A geração fotovoltaica, além de causar menor impacto ambiental em comparação a outras fontes de geração de energia, permite a exploração de energia através de sistemas de geração distribuída, instalados próximo ao ponto de consumo, trazendo uma série de benefícios para o sistema interligado, como redução das perdas por transmissão e distribuição.

O uso em larga escala de sistemas distribuídos poderá reduzir a demanda por investimentos em ampliação de linhas de transmissão e adiar a construção de usinas que usam fontes convencionais

de energia, proporcionando ao consumidor benefícios econômicos e sociais através de sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE).

Motivado pelos benefícios da geração fotovoltaica e a redução do custo da energia elétrica, a autora deste trabalho optou por desenvolver um estudo de caso para o dimensionamento de um sistema de microgeração fotovoltaica on-grid, através, de um projeto executivo comentado, para atender a demanda energética do Colégio CWD Maximus e de uma segunda unidade.

1.3 METODOLOGIA

Este trabalho utilizou o método de pesquisa bibliográfica para fundamentação teórica do tema, seguido da elaboração de um projeto executivo comentado, baseada nas seguintes consultas:

- Livros acadêmicos, artigos científicos e dissertações;
- Normas de ABNT (NBR) e normas da concessionária (ENEL);
- Lei e decretos da república, diário oficial da união.

1.4 ESTRUTURA DO TRABALHO

No capítulo 2 são apresentados conceitos gerais sobre sistemas fotovoltaicos, abordando os seus componentes básicos, suas classificações e as suas aplicações.

No capítulo 3 é apresentado o conceito de geração distribuída, assim como as condições de acesso e os conceitos do sistema de compensação de energia elétrica.

No capítulo 4 são apresentadas as etapas essenciais de desenvolvimento de um projeto executivo e as normas técnicas relacionadas à minigeração fotovoltaica, assim como o fluxo do processo de solicitação de acesso à rede elétrica.

No capítulo 5 é apresentado um estudo de caso, com a caracterização do local escolhido para a implantação da usina, um projeto executivo e a projeção de geração para os primeiros anos de operação do sistema.

No capítulo 6 são apresentadas as conclusões e contribuições deste trabalho, assim como sugestões de trabalhos futuros.

2 SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

Sistemas fotovoltaicos são sistemas de conversão da radiação solar em energia aproveitável sob a forma de eletricidade. Ou seja, sistemas que convertem a energia solar proveniente da radiação solar diretamente em energia elétrica (PINHO, 2014).

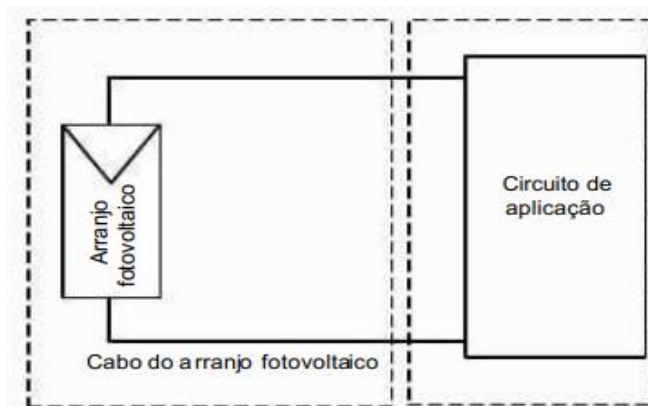
Dependendo da sua configuração, os sistemas fotovoltaicos podem ser aplicados na iluminação pública, na sinalização de estradas, na alimentação de sistemas de telecomunicações e no carregamento das baterias de veículos elétricos. Também podem ser usados para fornecer eletricidade para veículos terrestres e náuticos e para um número infinito de aplicações, desde pequenos aparelhos eletrônicos portáteis até sistemas aeroespaciais (VILLALVA, 2012).

2.1 CONFIGURAÇÃO FUNCIONAL DE UM SISTEMA FOTOVOLTAICO

Os sistemas fotovoltaicos podem empregar um grande número de módulos, conectados em série ou em paralelo, compondo um arranjo que seja capaz de produzir a quantidade de energia elétrica desejada.

As configurações funcionais definem como a energia gerada pelo sistema é aplicada, como é mostrado esquematicamente na Figura 2. (NBR 16690, 2019).

Figura 2 - Configuração Funcional Geral de um Sistema Fotovoltaico



Fonte: NBR (2019)

As possíveis configurações funcionais, conforme a ABNT NBR166690 são:

- O arranjo fotovoltaico alimentando cargas em corrente contínua, e, portanto, sem a necessidade do uso de inversor. Nesse arranjo não há possibilidade da utilização de equipamentos alimentados em tensão alternada, em contrapartida é um arranjo mais econômico, pois não se faz necessário o uso do inversor.
- O arranjo fotovoltaico conectado a um sistema em corrente alternada via unidade de condicionamento de potência (UCP), que inclui ao menos isolamento galvânica (sistema com

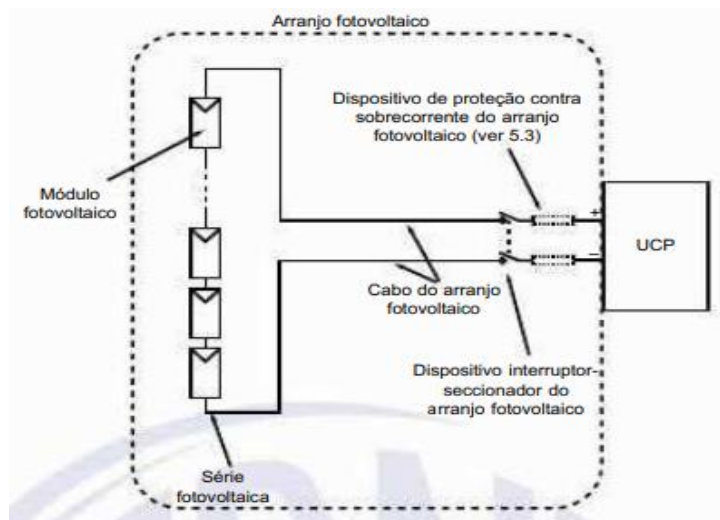
inversor isolados da rede). Nesse arranjo o sistema fotovoltaico não depende da rede elétrica para o seu funcionamento, pois alimenta a carga independentemente, porém o sistema deve ter bateria para suprir a carga numa eventual ausência da radiação solar que gera um custo elevado em relação aos outros tipos de arranjos.

- O arranjo fotovoltaico conectado a um sistema em corrente alternada via UCP, que não inclui isolamento galvânica e se conecta a rede através de um inversor. Nesse arranjo não é necessário o uso de acumuladores de carga, mas em compensação depende da rede elétrica para o seu funcionamento.

2.2 ARRANJO FOTOVOLTAICO

Um arranjo fotovoltaico pode ser constituído por um único módulo fotovoltaico, uma única série fotovoltaica ou várias séries ou subarranjos fotovoltaicos conectados em paralelo, e os demais componentes elétricos associados, como é mostrada na Figura 3 (NBR 16690, 2019).

Figura 3 - Esquema de Arranjo Fotovoltaico com Apenas uma Série Fotovoltaica



Fonte: NBR (2019)

2.3 COMPONENTES DO SISTEMA FOTOVOLTAICO CONECTADO A REDE ELÉTRICA

2.3.1 Bloco Gerador

O bloco gerador contém os arranjos fotovoltaicos, constituídos por módulos fotovoltaicos ligados em diferentes associações, o cabeamento elétrico que os interliga e a estrutura de suporte (PINHO, 2014).

2.3.1.1 Células e Módulos fotovoltaicos

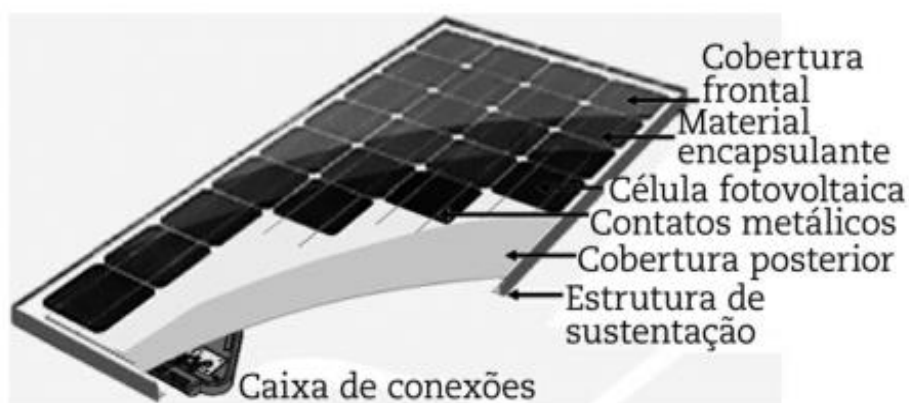
A célula fotovoltaica é um dispositivo elementar especificamente desenvolvido para realizar a conversão direta da energia solar em energia elétrica. Esse processo feito em conversão direta da energia da luz (espectro visível) em energia elétrica, denominado efeito fotovoltaico (PINHO, 2104).

2.3.1.2 Funções do Módulo Fotovoltaico

Além de compor uma associação de células fotovoltaicas, o módulo tem ainda a função de proteger as células das intempéries, isolá-las eletricamente de contatos exteriores e fornecer rigidez mecânica ao conjunto. O módulo fotovoltaico é composto, além das células, por pequenas tiras metálicas responsáveis por interligar as células e fornecer contatos elétrico externo; por um material encapsulante disposto diretamente sobre as células, normalmente um polímero transparente e isolante; por um vidro temperado e antirreflexivo para a cobertura frontal; por uma cobertura posterior, normalmente feita de polifluoreto de vinila; por uma caixa de conexões localizada na parte posterior do módulo; e por uma estrutura metálica que sustenta todo o equipamento (ZILLES, 2012).

As conexões externas localizadas na parte posterior, que são os terminais positivos e negativos do circuito, são protegidas por uma caixa denominada de caixa de conexão. Essa caixa é especialmente preparada para facilitar a conexão dos módulos com o resto do sistema, proporcionando a segurança necessária contra curtos-circuitos, choques elétricos, intempéries etc. Na Figura 11 é mostrado um módulo fotovoltaico e suas partes constituintes (ZILLES, 2012).

Figura 4 - Partes Constituintes de um Módulo Fotovoltaico



Fonte: PINHO (2014)

2.3.1.3 Características Elétricas da Célula e Modulo Fotovoltaico

A célula fotovoltaica é um dispositivo gerador de eletricidade com características peculiares, que a diferem das tradicionais fontes de energia.

As características elétricas mais importantes da célula e módulo fotovoltaico, assim como em qualquer gerador elétrico, são a potência, a tensão e a corrente nominal. O valor da máxima potência de um módulo, sob as condições padrão de teste (ou STC, do inglês Standard Test Conditions), é fornecido pelo fabricante como informação de placa. As condições padrão de teste (ou condições de referência) são definidas para os valores de $1.000\text{W}/\text{m}^2$ de irradiância, 25°C de temperatura de célula e $\text{AM} = 1,5$ para a massa de ar (TAVARES, 2014).

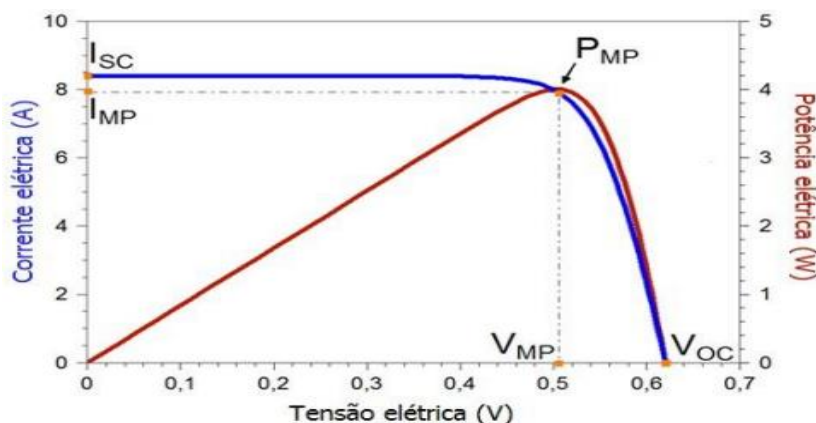
A máxima potência de um módulo fotovoltaico, dada em watt-pico (W_p), é atingida quando se obtém a corrente de máxima potência (I_{mp}) e a tensão de máxima potência (V_{mp}) simultaneamente. Outra informação técnica importante é a curva característica, que relaciona a corrente vs tensão (I-V), onde é possível destacar dois pontos importantes, descritos a seguir:

- 1) **Tensão de circuito aberto (V_{oc}):** é a tensão entre os terminais de uma célula fotovoltaica quando não há corrente elétrica circulando e é a máxima tensão que uma célula fotovoltaica pode produzir.
- 2) **Corrente de curto-circuito (I_{sc}):** é a máxima corrente que se pode obter e é medida na célula fotovoltaica quando a tensão elétrica em seus terminais é igual à zero.

Um outro parâmetro de referência é a eficiência, que quantifica quão efetivo é o processo de conversão de energia solar em energia elétrica. Representa a relação entre a potência elétrica produzida pela célula fotovoltaica e a potência da energia solar incidente (ZILLES, 2012).

A partir dos dados da curva I-V, pode ser determinada a curva da potência em função da tensão, denominada curva P-V, representada pela curva na cor vermelha apresentada na Figura 12. Na Figura 12 também é apresentada a relação entre a corrente elétrica e a tensão gerada.

Figura 5 - Potência Elétrica em Função da Tensão Elétrica de uma Célula Fotovoltaica



Fonte: PINHO (2014)

2.3.1.4 Cabeamento e Conexão do Arranjo Fotovoltaico

Os cabos elétricos empregados nos módulos fotovoltaicos e nas instalações fotovoltaicas em geral devem ter características especiais, próprias para aplicações nesse segmento. Em toda a instalação, os condutores utilizados em SFV devem ter as polaridades positiva e negativa claramente identificadas. Os cabos, para serem certificados, devem respeitar a convenção de cores dos revestimentos do cabo bipolar, ou seja, vermelha para o condutor positivo, preta para o condutor negativo e verde para o cabo terra. Além disso, o material de proteção e isolamento do condutor também deve ser resistente às condições climáticas, especialmente à radiação ultravioleta, conforme exigências da NBR 16612, 2017. A Figura 13 mostra condutores com 2 camadas de isolamento.

Figura 6 - Cabos Fotovoltaicos Flex-Sol



Fonte: INDUSCABO (2019)

Todos os condutores em corrente contínua devem ser instalados, de modo que os cabos positivos e negativos da mesma série fotovoltaica e o cabo principal do arranjo fotovoltaico estejam agrupados, evitando a criação de laços (caminho fechado passando por elementos do circuito) no sistema (ABNT NBR 16612).

2.3.1.4.1 Cabos Terminais dos Módulos Fotovoltaicos

Os cabos terminais dos módulos fotovoltaicos devem ter isolamento adequado para a máxima tensão do sistema e ser capazes de suportar intempéries. Módulos modernos, desenvolvidos para aplicações conectadas à rede, são fornecidos com cabos pré-instalados, com comprimento suficiente para a sua conexão série com outro módulo igual em um arranjo fotovoltaico.

Geralmente os cabos são providos de um sistema de engate rápido, para facilitar a tarefa de instalação e garantir a boa qualidade da conexão, reduzindo perdas. Para isso às conexões devem ser feitas por meio de crimpagem.

Na figura 14 é mostrado um exemplo de conectores de engate rápido. Esses conectores devem possuir grau de proteção IP 67 ou superior e não devem ser posicionados em canaletas ou dutos que possam acumular água. Os cabos não devem ficar soltos e sujeitos à ação do vento, e sim presos à estrutura do painel fotovoltaico por meio de abraçadeiras apropriadas (VILLALVA, 2012).

Figura 7 - Conectores de Engate Rápido MC4 para Conexão Série de Módulos Fotovoltaicos



Fonte: VILLALVA (2012)

2.3.1.5 Caixa de Junção

A caixa de junção recebe os terminais das conexões elétricas das células fotovoltaicas e aloja os diodos de *bypass* do módulo. Na parte externa, os cabos elétricos de conexão do módulo são conectados à caixa de junção através de dois conectores externos. Na Figura 15 é mostrada a caixa de junção usada na parte traseira de um módulo fotovoltaico, contendo as conexões elétricas e diodos de *bypass*.

As caixas de conexões dos módulos fotovoltaicos comerciais normalmente são seladas e resinadas e o usuário não tem acesso ao seu conteúdo.

Figura 8 - Caixa de Junção



Fonte: PINHO (2014)

2.3.1.6 Proteção Elétrica do Arranjo Fotovoltaico

2.3.1.6.1 Proteção Contra Sobrecorrente

Conforme os itens 5.3.9 a 5.3.13 NBR 16690, as proteções contra sobrecorrentes devem ser fornecidas de acordo com os requisitos do fabricante dos módulos fotovoltaicos.

De acordo com essa norma, os dispositivos de proteção contra sobrecorrentes devem ser selecionados para atuar em até 2 h da concorrência da falha, em caso de falhas de sobrecorrente de até a 135 % da corrente nominal do dispositivo, e atuação para os demais níveis de curto-circuito o tempo máximo de atuação é de 5s.

Para a proteção contra sobrecorrente do lado em corrente contínua, somente podem ser utilizados dispositivos fusíveis com fusíveis fotovoltaicos (tipo gPV), conforme a IEC 60269-6, ou disjuntores CC, conforme a ABNT NBR IEC 60947-2 ou IEC 60898-2.

Fusível fotovoltaico é um dispositivo de proteção que tem a função de proteger um conjunto de painéis ligados em string do fluxo de corrente reversa que pode circular entre ligações paralelas na string. Devem ser selecionados fusíveis fotovoltaicos com correntes menores que a corrente reversa suportável pelo módulo.

Na Figura 16 são mostrados dois tipos de fusíveis gPV. São parecidos com fusíveis cilíndricos e fusíveis NH tradicionais, porém são próprios para aplicações fotovoltaicas e fabricadas de acordo com as especificações da norma IEC 60269-6.

Figura 9 - Fusível Cilíndrico (esquerda) e Fusível gPV (direita)

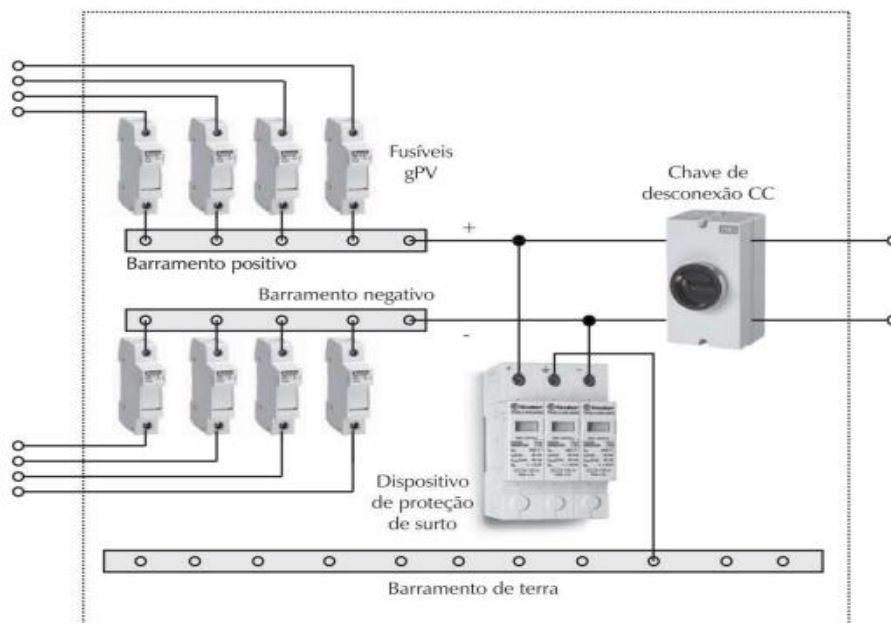


Fonte: VILLALVA (2012)

Os fusíveis devem ser colocados na saída de cada série de painéis, tanto no polo positivo quanto no polo negativo. Os fusíveis devem ser projetados para atuar em sistemas energizados em corrente contínua.

Pode-se encontrar nos quadros de proteção de corrente contínua do sistema fotovoltaico, além dos fusíveis de proteção, uma chave de desconexão CC e o dispositivo de proteção contra surto. No mesmo quadro deve estar presente o barramento de aterramento, necessário para conectar as ligações à terra das estruturas metálicas e carcaças dos módulos fotovoltaicos. Na Figura 17 é mostrado um esquema de quadro de proteção CC para instalação fotovoltaica.

Figura 10 - Quadro de Proteção de CC da Instalação Fotovoltaica



Fonte: VILLALVA (2012)

2.3.1.7 Proteção Contra Sobretensão do Arranjo Fotovoltaico

2.3.1.7.1 Dispositivo de Proteção Contra Surto

O dispositivo de proteção contra surto (DPS) é um componente necessário nos sistemas fotovoltaicos, assim como nas instalações elétricas em geral, para proteger cabos e equipamentos contra sobretensões ocasionadas por surtos elétricos, como descargas atmosféricas. A barra de aterramento do quadro de proteção pode ser conectada a terra ou ao condutor de equipotencial da instalação elétrica, conforme o tipo de aterramento empregado na instalação (VILLALVA, 2012).

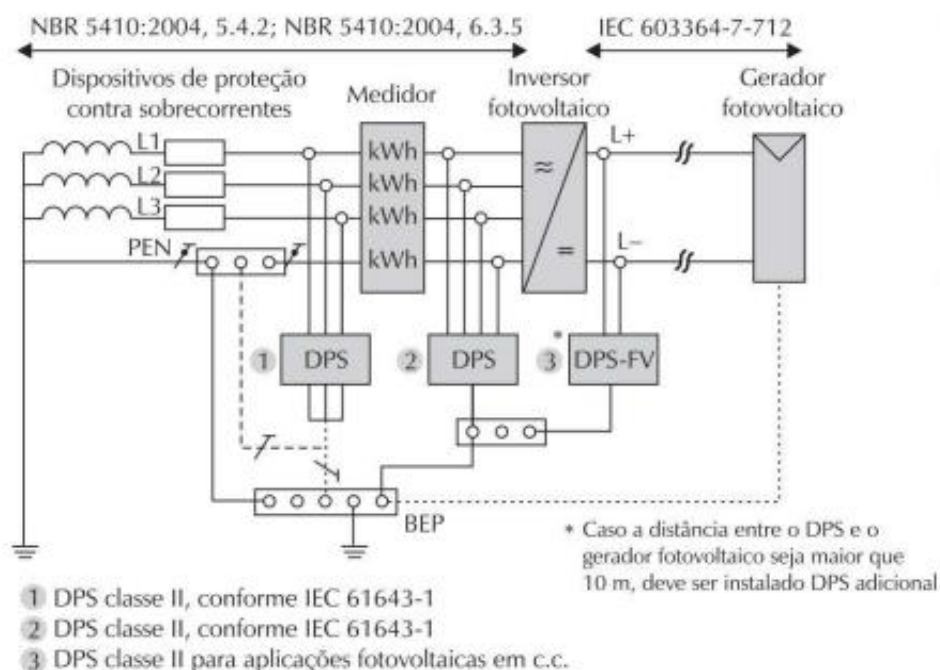
Os equipamentos atingidos pelo surto elétrico podem danificar-se de modo irreparável ou até mesmo incendiar. Por esses motivos é essencial a instalação dos dispositivos de proteção de surto (DPS) nos sistemas fotovoltaicos. Levando em conta o custo relativo de um DPS diante do custo dos inversores e módulos fotovoltaicos, não há razão para dispensar esse item de segurança.

2.3.1.7.2 Classificações dos Dispositivos de Proteção Contra Surtos

Os DPS são classificados de acordo com características elétricas específicas, conforme ensaios elétricos padrões. Podem ser das Classes I, II ou III.

A norma IEC 60364 recomenda o uso de DPS Classe II nos sistemas fotovoltaicos, como é mostrado na Figura 18. Os métodos de instalação e os dispositivos adequados dependem de projeto específico e da consulta ao catálogo do fabricante.

Figura 11 - Dispositivos de Proteção de Surto (DPS) na Instalação Fotovoltaica



Fonte: VILLALVA (2012)

2.3.2 Bloco de Condicionamento de Potência

Bloco de condicionamento de potência pode conter inversores, controladores de carga (se houver armazenamento) e outros dispositivos de proteção, supervisão e controle. O inversor moderno tem integrados sistemas de rastreamento de ponto de máxima potência.

2.3.2.1 Inversores

Inversor é um dispositivo eletrônico que fornece energia elétrica em corrente alternada (CA) a partir de uma fonte de energia elétrica em corrente contínua (CC), ou seja, o inversor é um equipamento eletrônico que converte a eletricidade de tensão em correntes contínuas (CC) para tensão em correntes alternadas (CA) (VILLALVA, 2012).

O inversor é necessário nos sistemas fotovoltaicos para alimentar consumidores em corrente alternada a partir da energia elétrica de corrente contínua produzida pelos painéis fotovoltaicos, ou

armazenada em bancos de baterias. A tensão CA de saída deve ter amplitude, frequência e conteúdo harmônico adequado às cargas a serem alimentadas. Adicionalmente, no caso de sistemas conectados à rede elétrica a tensão de saída do inversor deve ser sincronizada com a tensão da rede (inversores *grid tie*, ou *on-grid*) (PINHO, 2014).

2.3.2.1.1 Rastreador de Ponto de Máxima Potência - RPMP

O RPMP, ou rastreamento do ponto de máxima potência, é um recurso presente em todos os inversores fotovoltaicos modernos. O sistema de RPMP tem o objetivo de garantir que instantaneamente os módulos operem em seu ponto de máxima potência, qualquer que seja ele, independentemente das condições de operação. Devido ao fato de as condições de operação dos módulos fotovoltaicos (temperatura e radiação solar) mudarem aleatoriamente durante o funcionamento do inversor, a estratégia de RPMP é necessária nos sistemas fotovoltaicos conectados à rede, para maximizar constantemente a produção de energia, proporcionando o maior rendimento possível do sistema (VILLALVA, 2012).

2.3.2.1.2 Especificações técnicas do Inversor

Entre as principais especificações técnicas do inversor, destacam-se aqueles referentes aos seus parâmetros elétricos, importantes durante o processo de dimensionamento e seleção do inversor. Essas especificações são fornecidas pelo fabricante. Na Tabela 1 é apresentado um exemplo de especificações técnicas de um inversor de 1,2 kW.

Tabela 1 - Características Elétricas do Inversor

Entrada c.c. (saída do gerador fotovoltaico)	
Faixa de tensão de entrada na máxima potência: V_{mp}	139 - 400V
Tensão máxima de entrada sem carga: V_{oc}	400V
Corrente máxima de entrada: $I_{máx}$	8,5A
Potência elétrica máxima de entrada: $P_{c.c. máx} = P_{FVmáx}$	1.210W
Saída c.a. (rede elétrica)	
Faixa de tensão de saída: $V_{c.a.}$	196 - 253V
Potência elétrica nominal: $P_{c.a. nom} = P_{Inv}^0$	1.000W
Potência elétrica máxima de saída: $P_{c.a. máx} = P_{Inv}^{máx}$	1.100W
Distorção harmônica da corrente de saída (para um $THD_{Vrede} < 2\%$, $P_{c.a.} > 0,5 * P_{c.a. nom}$): THD_I	< 4%
Fator de potência ($P_{c.a.} > 0,5 * P_{c.a. nom}$): FP	> 0,95
Faixa de frequência da rede: $f_{c.a.}$	59,8 - 60,2Hz
Eficiência	
Eficiência máxima de conversão c.c./c.a.: $\eta_{INVmáx}$	$\geq 93\%$
Eficiência de conversão c.c./c.a. na $P_{c.a. nom} = P_{Inv}^0$; η_{Inv100}	$\geq 91,3\%$
Dados gerais	
Peso	19kg
Consumo de funcionamento diurno e noturno	< 4W e <0,1W
Faixa de temperatura do ar ambiente permitida: T_a	- 25 a 60°C

Fonte: ZILLES (2012)

Os inversores podem ser classificados conforme as seguintes classificações:

- **Quanto a Potência do Inversor:**

Inversores de String - de modo geral, inversores para conexão à rede ou isolados, com potências individuais de até cerca de 10kW, têm saída monofásica baixa tensão (127 ou 220Vca). São dotados de apenas uma entrada SPPM e são adequados à instalações de microgeração.

Inversor Multistring: a partir de 10kW é mais comum a utilização de inversores com saída trifásica baixa tensão (220 ou 380V_{ac}), ou inversores monofásicos em associação trifásica, denominados de multistring. Dotados de várias entradas independentes, com RPMPS, para conexão de strings (fileiras) de módulos. São adequados a instalações urbanas (telhados E fachadas), nas quais cada string pode estar submetida a diferentes condições de irradiância e/ou sombreamento.

Inversores Centrais: inversores trifásicos de grande porte, com potência numa faixa que vai de centenas de kWp até MWp, utilizados em Usinas Fotovoltaicas (UFVs) (PINHA, 2012).

- **Quanto a sua Aplicação:**

No caso de sistemas fotovoltaicos, os inversores podem ser divididos em duas categorias com relação ao tipo de aplicação:

- **Inversores para SFIs:** Alimenta diretamente as cargas elétricas CA existentes no sistema isolado. Um parâmetro importante a ser considerado em um inversor para SFI, especialmente para sistemas tipo Sistemas Individuais de geração com Fontes Intermitentes (SIGFI), é a potência que o dispositivo consome em condições de espera (*standby*). A economia de energia em modo de espera pode reduzir a capacidade de geração fotovoltaica necessária na etapa de dimensionamento do projeto e, como consequência, reduzir o custo de aquisição do sistema como um todo. O valor máximo de corrente de autoconsumo de inversores para SFIs admitido para certificação junto ao Inmetro é de 3% da corrente consumida em carga nominal, em toda a faixa de tensão de entrada (PINHO, 2014).
- **Inversores para SFCRs:** é conectado à rede elétrica da distribuidora local. Considerando o lado CA, os inversores de SFCR devem possuir controles que efetuem a desconexão e o isolamento da rede. Ou seja, eles devem se desconectar da rede se os níveis de tensão e frequência não estiverem dentro de limites estabelecidos. Sistemas de controle e proteção, que desconectam o inversor quando a rede elétrica da concessionária falha, também deve ser agregado ao equipamento, evitando, assim, a operação ilhada. Desse modo, esse dispositivo é responsável por todo o sistema de chaveamento e controle que sincroniza a forma de onda gerada na sua saída com os parâmetros elétricos da rede (ZILLES, 2012).

Embora os inversores para SFCRs compartilhem os mesmos princípios gerais de funcionamento que os inversores para SFIs, eles possuem características específicas para atender às exigências das concessionárias de distribuição em termos de segurança e qualidade da energia injetada na rede (CRECESB, 2014).

2.3.2.1.3 Eficiência do Inversor

Um ponto chave nos projetos de inversores usados para conexão à rede elétrica sempre foi a eficiência de conversão CC/CA, entretanto, com a disseminação em grande escala dos SFCRs, a eficiência de seguimento de ponto de máxima potência tornou-se tão importante quanto a eficiência de conversão CC/CA.

Uma alta eficiência (o mais próximo possível de 100%) é desejável em todos os equipamentos eletrônicos. Bons inversores possuem eficiência acima de 90%. Esse número é normalmente fornecido pelo fabricante e serve como índice de qualidade do equipamento (PINHO, 2014). A eficiência do inversor influencia diretamente na eficiência global do sistema.

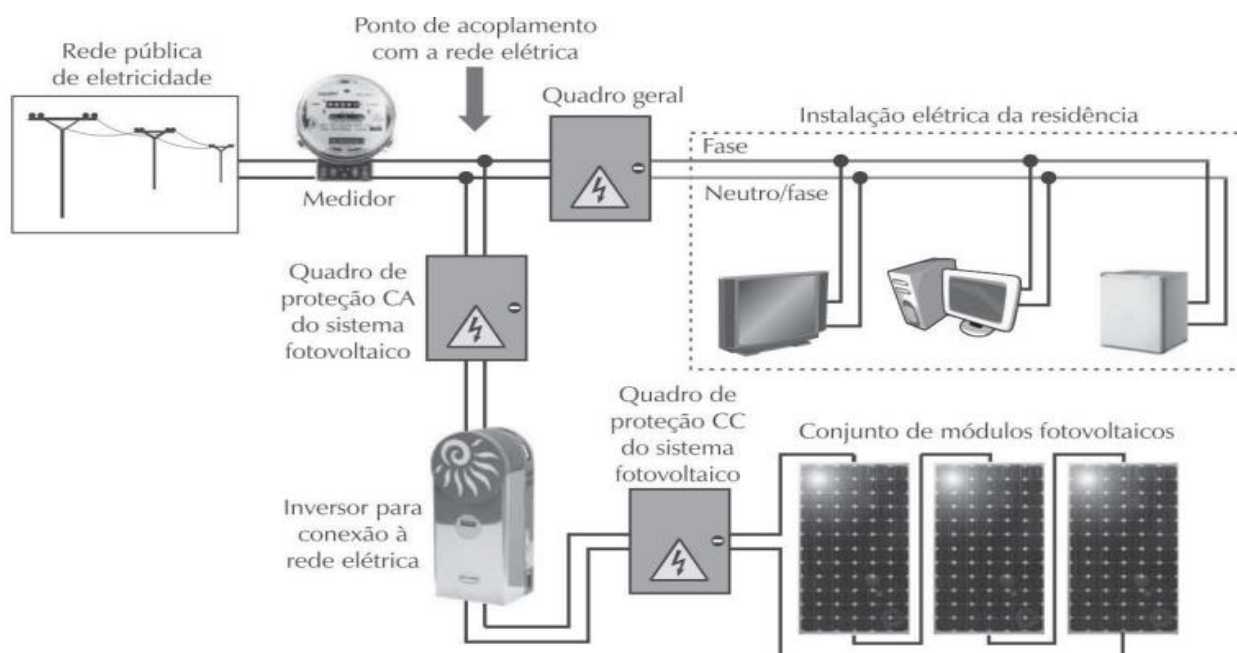
2.4 CLASSIFICAÇÃO DO SISTEMA FOTOVOLTAICO

Os Sistemas Fotovoltaicos podem ser classificados em duas categorias principais: isolados ou conectados à rede. Em ambos os casos, podem operar a partir da fonte fotovoltaica ou combinados com uma ou mais fontes de energia, esses últimos sendo chamados de sistemas híbridos. A utilização de cada uma dessas opções depende da conexão do sistema fotovoltaico com a rede elétrica e da sua aplicação em cada projeto. Isto pode ser facilmente visualizado, por exemplo, quando se considera a utilização de um sistema híbrido diesel-fotovoltaico (PINHO, 2014). A seguir são apresentados resumidamente os principais tipos de sistemas fotovoltaicos.

2.4.1 Sistemas Conectados à Rede (SCR)

São aqueles em que a energia produzida pelo gerador fotovoltaico é entregue diretamente à rede elétrica. Para tanto, é indispensável que se utilize um inversor que satisfaça às exigências de qualidade e segurança energética, para que não degrade a qualidade do sistema elétrico ao qual se interliga o gerador fotovoltaico. A Figura 19 mostra um sistema fotovoltaico conectado à rede (PINHO, 2014).

Figura 12 - Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede



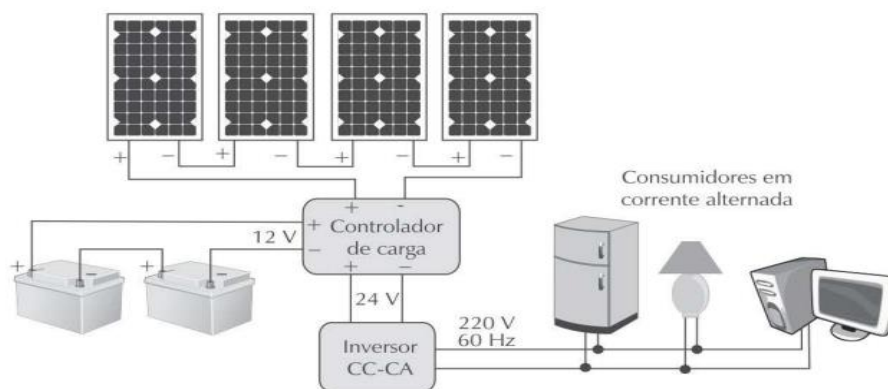
Fonte: VILLALVA (2012)

Os SFCR dispensam o uso de acumuladores, pois a energia por eles produzida pode ser consumida diretamente pela carga, ou injetada diretamente na rede elétrica convencional, para ser consumida pelas unidades consumidoras conectadas ao sistema de distribuição. Estes sistemas são aqueles em que o gerador fotovoltaico representa uma fonte complementar ao sistema elétrico ao qual está conectado (PINHO, 2014).

2.4.2 Sistema Isolado ou Autônomo (SFI)

São sistemas fotovoltaicos que funcionam independentes da rede elétrica, isto é, não conectado à rede elétrica. Em geral, utiliza baterias para armazenamento de energia. Esses sistemas são geralmente utilizados para o atendimento de domicílios individuais. Essa topologia é apresentada esquematicamente na Figura 20.

Figura 13 - Sistema Fotovoltaico Isolado CC/CA



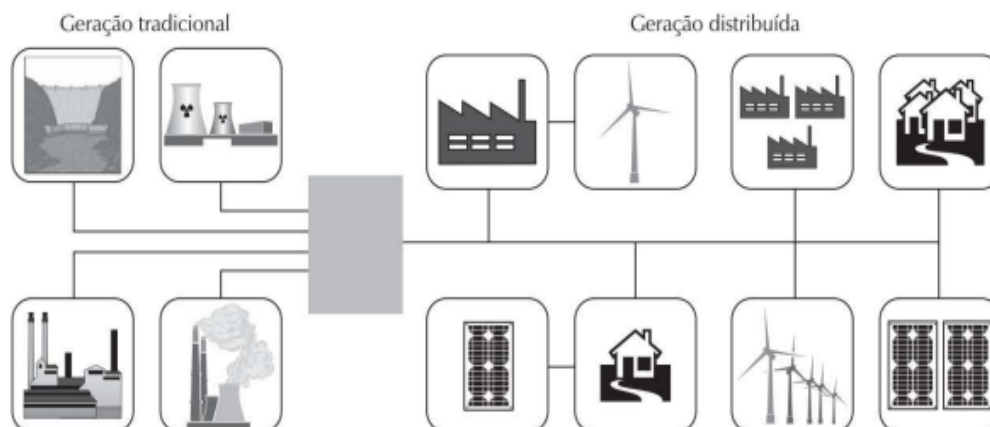
Fonte: VILLALVA (2012)

Algumas aplicações de sistemas isolados dispensam a presença de baterias, podendo usar diretamente a energia produzida pelo módulo fotovoltaico. Esse é o caso de sistemas de bombeamento de água, por exemplo. Esse sistema é mais caro e requer mais manutenção, o que encarece ainda mais ao longo da vida útil, e, por isso, só se justifica em locais remotos (sem acesso à rede elétrica).

3 GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

A Geração Distribuída (GD) de energia elétrica é caracterizada pelo uso de geradores descentralizados, instalados próximo aos locais de consumo, conforme a ilustração da Figura 21. O modelo distribuído opõe-se ao modo tradicional de geração de energia elétrica, baseado em grandes usinas construídas em locais distantes dos consumidores (VILLALVA, 2012).

Figura 14 – Sistemas Descentralizados Instalados Próximo aos Locais de Consumo.



Fonte: VILLALVA (2012)

O sistema de GD permite a instalação de pequenas usinas geradoras de energia para o consumo próprio. Ou seja, é a energia elétrica gerada no local do consumo, ou próxima a ele, por meio de fontes renováveis, como a solar e a eólica, por exemplo. Caso a produção seja maior que o consumo da unidade, o cliente recebe um crédito na conta de energia, que pode ser utilizado na mesma unidade consumidora ou em outra, conforme a modalidade de compensação escolhida (ENEL, 2023).

O uso de sistemas GD baseados em fontes renováveis traz inúmeros benefícios para os usuários e para o sistema de abastecimento de eletricidade dos países que empregam essa modalidade de geração. Na geração distribuída descentraliza a produção de energia é realizada perto do local de consumo, permitindo assim aliviar as linhas de transmissão e os sistemas de distribuição (VILLALVA, 2012).

3.1 NORMAS TÉCNICAS

Esse trabalho foi elaborado em concordância com as seguintes normas técnicas:

- NBR 5410:2004 - Instalações Elétricas de Baixa Tensão;
- ABNT NBR 16690 - Instalações elétricas de arranjos fotovoltaicos;
- ABNT NBR 16612 - Cabos de potência para sistemas fotovoltaicos, não halogenados, isolados, com cobertura-Requisitos de desempenho;

- CNC OMBR-MAT-18-0122EDBR - Conexão de Micro e Minigeração Distribuída ao Sistema Elétrico da Enel Distribuição Ceará / Enel Distribuição/ Enel Distribuição Rio;
- ANEEL Resolução normativa nº 414, de 17 de abril de 2012, Condições de fornecimento de energia elétrica - RES. 670/2015;
- ANEEL Resolução Normativa nº 482, de 17 de abril de 2012 - Acesso de microgeração e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica - RES. 687/20165;
- ABNT NBR 16149:2013 – Sistemas fotovoltaicos (FV) — Características da interface de conexão com a rede elétrica de distribuição. Procedimento de ensaio de conformidade;
- ABNT NBR 16150:2013 – Característica da Interface de Conexão com a Rede Elétrica de Distribuição Especifica os procedimentos de ensaio para verificar se os equipamentos utilizados na interface de conexão entre o sistema fotovoltaico e a rede de distribuição de energia estão em conformidade com os requisitos da ABNT NBR 16149;
- NBR 16274:2014 – Sistemas fotovoltaicos conectados à rede - Requisitos mínimos para documentação, ensaios de comissionamento, inspeção e avaliação de desempenho;
- ANEEL REN 1.059: 2023 - ANEEL REN 1.059 - Aprimoramento das regras para a conexão e o faturamento de centrais de microgeração e minigeração distribuída em sistemas de distribuição de energia elétrica, bem como as regras do Sistema de Compensação de Energia Elétrica;
- Lei 14.300:2022 – Marcos legal da microgeração e minigeração distribuída, o Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE) e o Programa de Energia Renovável Social (PERS).

A resolução N°4820/12 da ANEEL estabelece os enquadramentos de todas as unidades consumidoras participantes do sistema SCEE, assim como a forma que estes consumidores compensarão a energia no sistema.

3.2 TIPOS DE MODALIDADES DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA DE ENERGIA

A lei 14.300/2022 estabelece as seguintes modalidades de geração destruída:

- a) **Autoconsumo local:** modalidade de micro ou minigeração distribuída em que a geração é realizada junto à carga. É participante do Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE), no qual o excedente de energia elétrica gerada por unidade consumidora (UC) de titularidade de um consumidor-gerador, pessoa física ou jurídica, é compensado ou creditado pela mesma unidade consumidora;
- b) **Autoconsumo remoto:** modalidade caracterizada por unidades consumidoras de titularidade de uma mesma pessoa jurídica, incluídas matriz e filial, ou pessoa física que possua unidade

consumidora com microgeração ou minigeração distribuída, com atendimento de todas as unidades consumidoras pela mesma distribuidora;

- c) **Consórcio de consumidores de energia elétrica:** reunião de pessoas físicas e/ou jurídicas consumidoras de energia elétricas instituídas para a geração de energia destinada a consumo próprio, com atendimento de todas as unidades consumidoras pela mesma distribuidora;
- d) **Geração compartilhada:** modalidade caracterizada pela reunião de consumidores, por meio de consórcio, cooperativa, condomínio civil voluntário ou edilício ou qualquer outra forma de associação civil, instituída para esse fim, composta por pessoas físicas ou jurídicas que possuam unidade consumidora com microgeração ou minigeração distribuída, com atendimento de todas as unidades consumidoras pela mesma distribuidora.

Para o estudo de caso deste trabalho, a modalidade de geração considerada para o sistema projetado é a modalidade de autoconsumo remoto.

3.3 REQUISITO DE CONEXÃO À REDE

No módulo 3 da PRODIST são estabelecidos os requisitos mínimos exigidos para a conexão de GD, com comercialização de energia com potência nominal igual ou superior a 5 MW, que seja inserida no sistema elétrico, de modo que não afete negativamente a operação e estabilidade do Sistema Interligado Nacional (SIN) (ENERGISA, 2021). Onde pode ser classificado da seguinte forma:

3.3.1 Quanto a Potência Instalada

Segundo a LEI 14.300/2022, os sistemas de geração distribuída podem ser classificados como micro, mini e usina de geração.

Microgeração distribuída: é caracterizada por centrais geradoras de energia elétrica, com potência instalada, em corrente alternada, menor ou igual a 75kW e que utilize cogeração qualificada ou fontes renováveis de energia elétrica, conectada na rede de distribuição de energia elétrica, por meio de instalações de unidades consumidoras.

Minigeração distribuída: é caracterizada por centrais geradoras de energia elétrica renovável ou de cogeração qualificada, conforme a Resolução Normativa nº 1.031, de 26 de julho de 2022, conectada na rede de distribuição de energia elétrica por meio de instalações de unidade consumidora, que possua potência instalada em corrente alternada maior que 75 kW e menor ou igual a:

- a) 5 MW para as centrais geradoras de fontes despacháveis;

b) 3 MW para as demais fontes não enquadradas como centrais geradoras de fontes despacháveis;

c) 5 MW para unidades consumidoras já conectadas em 7 de janeiro de 2022 ou que protocolarem solicitação de orçamento de conexão, nos termos da Seção IX do Capítulo II do Título I, até 7 de janeiro de 2023, independentemente do enquadramento como centrais geradoras de fontes despacháveis.

3.3.2 Quanto a Nível de Tensão

O Módulo 3 do Procedimentos de Distribuição, o PRODIST (Aneel, 2011), apresenta os diversos níveis de tensão e tipo de conexão (monofásica ou trifásica), conforme a potência instalada da unidade consumidora, visando à conexão, conforme mostrada a Tabela 2.

Os níveis de tensão de distribuição são classificados em:

- Baixa tensão de distribuição (BT): tensão entre fases cujo valor eficaz é igual ou inferior a 1kV.
- Média tensão de distribuição (MT): tensão entre fases cujo valor eficaz superior a 1kV e inferior a 69kV.
- Alta tensão de distribuição (AT): tensão entre fases cujo valor eficaz é igual ou superior a 69kV e inferior a 230kV.

Tabela 2 - Níveis de Tensão Permitidos por Potência Instalada.

Nível de tensão de conexão	Potência instalada
Baixa tensão (monofásico)	< 10 kW
Baixa tensão (trifásico)	10 a 75 kW
Baixa tensão (trifásico) / Média tensão	76 a 500 kW
Média tensão / Alta tensão	501 kW a 30 MW
Alta tensão	> 30 MW

Fonte: ANEEL (2022)

3.4 SISTEMA DE COMPENSAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA (SCEE)

Sistema de compensação de energia elétrica é um sistema no qual a energia ativa é injetada por unidade consumidora com microgeração ou minigeração distribuída na rede da distribuidora local, cedida a título de empréstimo gratuito e posteriormente utilizada para compensar o consumo de

energia elétrica ativa ou contabilizada como crédito de energia de unidades consumidoras participantes do sistema (Lei 14.300 de 2022).

3.4.1 Regra de Aderência ao SCEE

Conforme o Art. 9º da LEI 14.300/2022 podem aderir ao SCEE os consumidores de energia, pessoas físicas ou jurídicas, e suas respectivas unidades consumidoras:

- I. Com microgeração ou minigeração distribuída, com geração local ou remota;
- II. Integrantes de empreendimento com múltiplas unidades consumidoras;
- III. Com geração compartilhada ou integrante de geração compartilhada;
- IV. Caracterizados como autoconsumo remoto.

Não podem aderir ao SCEE os consumidores livres que tenham exercido a opção de compra de energia elétrica, conforme as condições estabelecidas nos arts. 15 e 16 da Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995, ou consumidores especiais que tenham adquirido energia na forma estabelecida no 5º do art. 26 da Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996.

3.4.2 Regra para Aderência ao Sistema de Faturamento de Energia Elétrica para Unidades Participantes do SCEE

O faturamento de energia das unidades participantes do SCEE não abrangidas pelo art. 26 da Lei 14.300 (2022) deve considerar a incidência sobre toda a energia elétrica ativa compensada dos seguintes percentuais das componentes tarifárias relativas à remuneração dos ativos do serviço de distribuição, à quota de reintegração regulatória (depreciação) dos ativos de distribuição e ao custo de operação e manutenção do serviço de distribuição:

- I. 15% (quinze por cento) a partir de 2023;
- II. 30% (trinta por cento) a partir de 2024;
- III. 45% (quarenta e cinco por cento) a partir de 2025;
- IV. 60% (sessenta por cento) a partir de 2026;
- V. 75% (setenta e cinco por cento) a partir de 2027;
- VI. 90% (noventa por cento) a partir de 2028;
- VII. a regra disposta no art. 17 desta Lei a partir de 2029, ou seja, após o período de transição de que tratam os arts. 26 e 27 desta Lei, as unidades participantes do SCEE ficarão sujeitas às regras tarifárias estabelecidas pela Aneel para as unidades consumidoras com microgeração ou minigeração distribuída.

Para as unidades de minigeração distribuída acima de 500kW, em fonte não despachável para unidades participantes do SCEE, deve se considerar, até 2028, a incidência: (RN 1.059 ANEEL, 2023).

- I. De 100% (cem por cento) das componentes tarifárias relativas à remuneração dos ativos do serviço de distribuição, à quota de reintegração regulatória (depreciação) dos ativos de distribuição e ao custo de operação e manutenção do serviço de distribuição;
- II. De 40% (quarenta por cento) das componentes tarifárias relativas ao uso dos sistemas de transmissão da Rede Básica, ao uso dos transformadores de potência da Rede Básica com tensão inferior a 230kV (duzentos e trinta quilovolts) e das Demais Instalações de Transmissão (DIT) compartilhadas, ao uso dos sistemas de distribuição de outras distribuidoras e à conexão às instalações de transmissão ou de distribuição;
- III. De 100% (cem por cento) dos encargos Pesquisa e Desenvolvimento (P&D) e Eficiência Energética (EE) e Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica (TFSEE);

3.5 ETAPAS PARA SOLICITAÇÃO DE ACESSO À REDE

Segundo SOLFÁCIL (2022), a segurança no uso do sistema é garantida através da homologação, já que todas as normas de instalação elétricas devem ser seguidas. Os regulamentos que regem a homologação têm o objetivo de promover a proteção de todos os envolvidos, assegurando que o sistema funcione de maneira segura, adequada, eficaz e regularizada.

O acesso à rede é normatizado pela concessionária que opera a rede que o usuário deseja acessar, e, portanto, cada estado adota um processo diferente.

De acordo com o item 6.4.2 da Especificação Técnica Nº 122 - Conexão de Micro e Minigeração Distribuída ao Sistema Elétrico da Enel Distribuição Ceará, a solicitação de acesso deve ser apresentada acompanhada dos documentos descritos abaixo, de acordo com a potência da geração.

Para solicitar o acesso de sistemas de microgeração com carga instalada até 10kW, a Enel Ceará exige a apresentação dos seguintes documentos:

- ART do projeto;
- Diagrama unifilar e memorial descritivo da instalação;
- Certificado Inmetro dos inversores de frequência;
- Formulário ANEEL de registro de mini e micro geradores distribuídos;
- Lista de unidades e percentuais de rateio, se houver;
- Cópia do instrumento jurídico que comprove solidariedade entre os integrantes, se houver;

- Documento que comprove reconhecimento, pela ANEEL, de cogeração qualificada, se houver;
- Procuração, se cabível.

A Enel terá o prazo de 15 dias para emitir o parecer de acesso e o relacionamento operacional quando não houver a necessidade de obra, e 30 dias quando o parecer indicar a necessidade de obra. Após receber o parecer de acesso e o relacionamento operacional, o cliente deverá solicitar a vistoria no prazo máximo de 120 dias. Feita a solicitação, a Enel deverá executar a vistoria e eventual troca do medidor em até 7 dias. A troca do medidor/vistoria corresponde à conclusão do processo, ficando a Unidade Consumidora apta a iniciar o processo de geração para compensação.

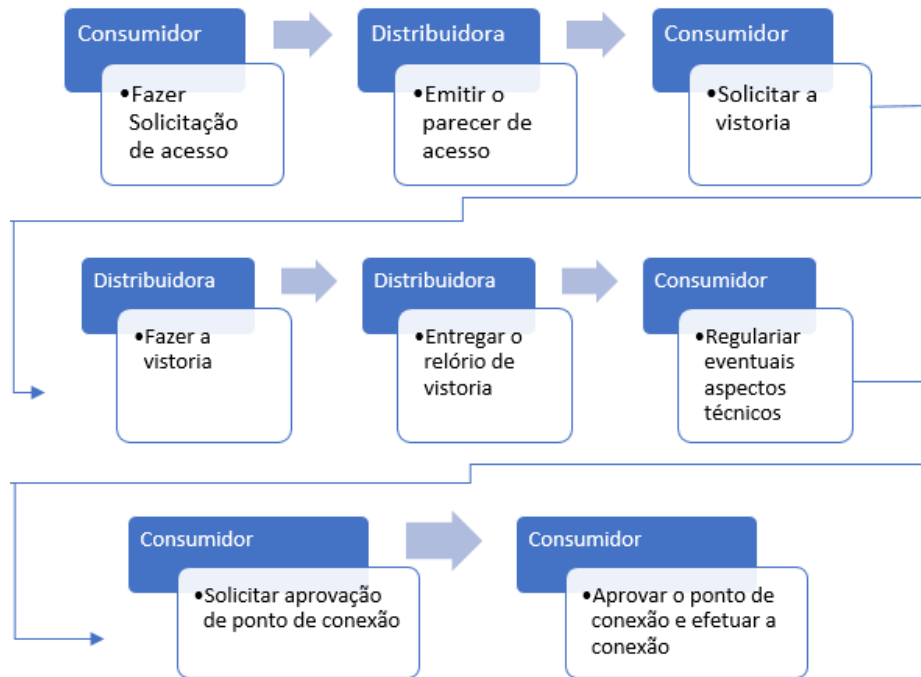
Para plantas de microgeração com potência de geração maior que 10 kW ou minigeração, potência superior a 75 kW:

Cliente deve apresentar projeto elétrico para análise junto a Enel, que terá 15 dias para realizar a análise. De posse do projeto aprovado, o cliente deve encaminhar o formulário de solicitação de acesso, disponível na guia documentação, juntamente com os anexos pertinentes. A documentação a ser apresentada é listada a seguir.

- ART do projeto;
- Projeto elétrico, memorial descritivo, das instalações de conexão aprovado;
- Diagrama unifilar e de blocos do sistema de geração, carga e proteção;
- Certificado de conformidade dos inversores de frequência;
- Formulário ANEEL de registro de mini e micro geradores distribuídos;
- Lista de unidades e percentuais de rateio, se houver
- Cópia do instrumento jurídico que comprove solidariedade entre os integrantes, se houver;
- Documento que comprove reconhecimento, pela ANEEL, de cogeração qualificada, se houver;
- Procuração, se cabível.

Na Figura 22 é mostrado o fluxograma do processo da solicitação do acesso a rede da concessionária.

Figura 15 - Fluxograma do Processo



Fonte: AUTOR (2023)

Os prazos para efetivação da conexão são apresentados na Tabela 3.

Tabela 3 - Prazos para Efetivação da Conexão

Etapas	Tipo de geração			
	Microgeração sem obra (dias)	Minigeração sem obra (dias)	Microgeração com obra (dias)	Minigeração com obra (dias)
Emitir Parecer	15	30	30	60
Solicitar Vistoria	120			
Realizar Vistoria	7			
Entregar relatório de vistoria	5			
Aprovação ponto conexão	7			

Fonte: ENEL-Especificação Técnica nº122 (2018)

4 PROCEDIMENTO DE PROJETO DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS *ON-GRID*

O Projeto de sistema fotovoltaico on-grid envolve disponibilidade do recurso solar, estimação de carga a ser atendida, dimensionamento do gerador, cabos, inversores e componentes da estrutura. Através do projeto pretende-se adequar a geração média do sistema ao consumo energético das unidades beneficiadas (PINHO, 2014).

4.1 ETAPAS DE UM PROJETO FOTOVOLTAICO

O dimensionamento de um SFVCR envolve uma série de etapas, que se inicia com a estimativa da carga a ser suprida. É conveniente determinar como será a saída de potência de cada um dos módulos fotovoltaicos e, a partir daí, entender como será o comportamento deles ao serem reunidos dentro de um gerador em operação (ZILLES, 2012).

As principais etapas do projeto de um SFVCR são (ZILLES, 2012):

- 1) Levantamento de demanda e consumo de energia elétrica;
- 2) Definição da localização e configuração do sistema;
- 3) Consulta da radiação solar média na localização escolhida para instalação do sistema;
- 4) Dimensionamento do gerador fotovoltaico;
- 5) Dimensionamento dos equipamentos de condicionamento de potência;
- 6) Dimensionamento das proteções do sistema;
- 7) Projeto elétrico e diagrama unifilar do sistema.

No SFVCR, o gerador visa atender a um determinado consumo de energia elétrica e é fundamental estimar esta demanda energética com precisão.

4.1.1 Levantamento da Demanda e Consumo de Energia Elétrica

Em virtude do sistema de compensação de energia, definido pela Lei 14.300, pode não ser interessante que o sistema FV gere, ao longo do ano, mais energia do que a consumida pela unidade consumidora-geradora. Se forem consideradas outras unidades consumidoras para consumo da energia gerada, é recomendável que se calcule o custo de geração contabilizando os impostos incidentes na energia gerada excedente consumida pelas unidades não geradoras. Logo, para se dimensionar o gerador FV de forma otimizada, deve-se levantar o consumo médio diário e anual das unidades beneficiadas, geralmente dada em Wh/dia, descontado o valor da disponibilidade mínima de energia. Os dados anuais podem ser consultados e calculados pelo histórico do consumo médio anual das faturas de energia elétrica emitidas pela distribuidora local, para minimizar as deficiências

da radiação solar nos períodos de menor índice solar. O valor deve ser dividido por 30 dias, para obter consumo diário médio, conforme mostrada na Equação 1.

$$\text{Consumo médio diário (Wh/dia)} = \frac{\text{Consumo médio mensal } \left(\frac{\text{Wh}}{\text{dia}} \right)}{\text{N}^\circ \text{dia}} \quad (1)$$

A maneira mais tradicional, para o consumo de uma unidade consumidora é somar as energias consumidas por cada equipamento. Isto é geralmente feito em uma planilha, onde estão listados os equipamentos, sua potência elétrica, o tempo diário de funcionamento e os dias de utilização por semana, para que se disponha de dados diários de energia consumida, em Wh/dia.

4.1.2 Definição da Localização do Sistema

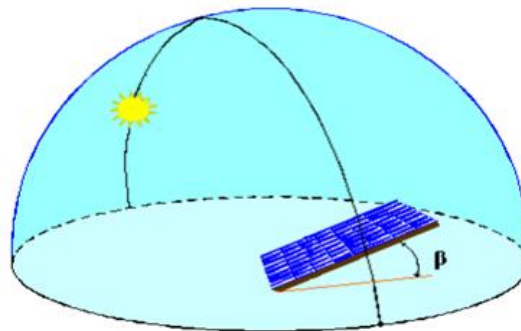
Mesmo dentro de uma região com recurso solar uniforme, a escolha do local em que os painéis FV serão efetivamente instalados pode ser determinante para se alcançar a geração e o fator de capacidade desejados, aumentando as chances de viabilidade financeira do empreendimento.

A integração com elementos arquitetônicos e a presença de elementos de sombreamento ou superfícies reflexivas próximas podem afetar a eficiência de um sistema fotovoltaico. Também a capacidade de trocar calor com o meio, impacta na sua eficiência (PINHO, 2014).

Aspectos como inclinação e orientação azimutal do painel passam a ser bastante relevantes em instalações urbanas. Aspectos estéticos, estruturais da edificação e ambientais também são elementos importantes na escolha do local de instalação do conjunto de painéis fotovoltaico.

Em geral, para uma operação adequada e eficiente, os módulos devem estar orientados em direção à linha do equador. Nas instalações localizadas no hemisfério sul, a face dos módulos fotovoltaicos deve estar orientada em direção ao norte verdadeiro, conforme a Figura 23, que demonstra o ângulo de inclinação dos módulos fotovoltaico. Porém, esta regra pode não ser válida caso o clima local varie muito durante um dia típico; por exemplo, caso ocorra neblina durante a manhã e a maioria da incidência de radiação solar ocorra à tarde. Por sua vez, caso o local de instalação esteja no hemisfério Norte, os módulos fotovoltaicos devem estar orientados com sua face voltada para o Sul Verdadeiro (PINHO, 2014).

Figura 16 - Ângulo de Inclinação dos Módulos Fotovoltaicos



Fonte: VILLALVA (2015)

4.1.3 Radiação Solar Média

Há programas computacionais que podem auxiliar na consulta aos dados de radiação solar incidente em uma dada localidade. A base de dados geralmente contém dados da radiação solar sobre uma superfície horizontal, mas os painéis dos SFV são geralmente instalados em planos inclinados com diferentes orientações. Além disto, há programas que utilizam algoritmos para sintetizar computacionalmente sequências de dados meteorológicos que, na ausência de dados sequenciais medidos, podem alimentar programas de simulação computacional de sistemas fotovoltaicos em operação (PINHO, 2014).

O programa Sun Data, desenvolvido pelo Cepel, é uma ferramenta para apoio ao dimensionamento de SFV, contendo valores de irradiação diária média e mensal no plano horizontal para cerca de 350 pontos no Brasil e os dados mensais para planos inclinados em três ângulos de inclinação, orientados para o Equador. Para saber a irradiação solar global diária média de uma localidade basta entrar com as suas coordenadas geográficas. Esse programa pode ser acessado através da página do CRESESB (PINHO, 2014).

4.2 DIMENSIONAMENTO DA POTÊNCIA INSTALADA

A potência de um microgerador que compõe um SFCR pode ser calculada pela Equação 2, em que se pode escolher uma fração da demanda de energia elétrica consumida que se pretende suprir com o SFCR (PINHO, 2014).

$$P_{FV} (Wp) = \left(\frac{E/TD}{HSP_{MA}} \right) \quad (2)$$

Onde:

P_{FV} - Potência de pico do Conjunto de painéis FV;

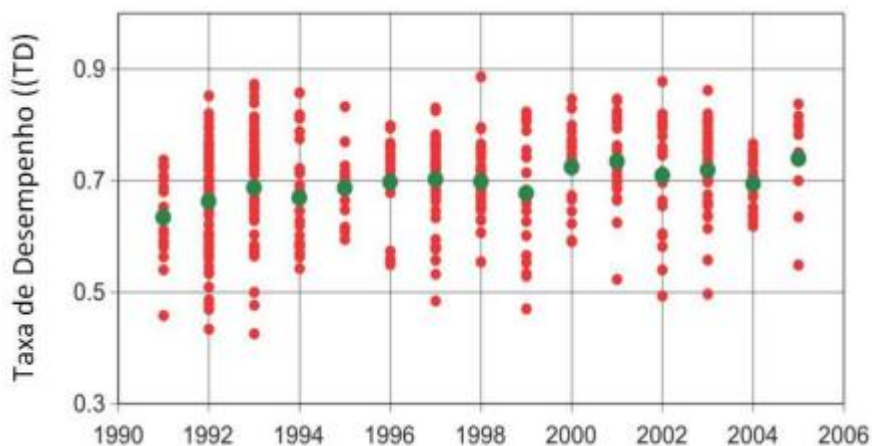
E - Consumo diário médio anual da edificação ou fração deste, em Wh/dia;

HSP_{MA} - Média diária anual das HSP incidente no plano dos painéis FV; consultar os dados da CRESESB, em horas;

TD - Taxa de desempenho de um SFV é uma variável adimensional que é definida como a relação entre o desempenho real do sistema dividido pelo desempenho máximo teórico possível. Essa relação é um parâmetro para avaliar a geração de energia elétrica de um dado SFV, por levar em consideração a potência real do sistema sob condições de operação e todas as perdas envolvidas, como perdas por queda de tensão devido à resistência de conectores e cabeamento, sujeira na superfície do painel, sombreamento, eficiência do inversor, carregamento do inversor, descasamento entre módulos de mesmo modelo (diferenças entre as suas potências máximas) (PINHO, 2014).

Para SFCRs residenciais, bem ventilados e não sombreados, uma TD entre 70 e 80 % pode ser obtida nas condições de radiação solar encontradas no Brasil. Contudo, o desempenho do sistema FV é fortemente influenciado pela temperatura ambiente e pela tecnologia FV utilizada. Na Figura 24 é mostrada a TD média de SFCRs instalados, desde 1990 a 2005, resultados de uma avaliação de 527 SFCRs, que, em sua maioria, se situam na Alemanha e possuem potência menor que 10kWp.

Figura 17 - Taxa de Desempenho (TD) de SFCRs Instalados



Fonte: VILLALVA (2012)

O número total de módulos necessários para atender uma determinada demanda é calculado através da Equação 3 (VILLALVA, 2012).

$$N = \frac{E_C}{E_P} \quad (3)$$

Onde:

N - Número de módulos empregados no sistema;

E_C - Energia diária consumida na instalação [Wh];

E_P - Energia diária média produzida por módulo [Wh].

A energia produzida estimada pelo módulo fotovoltaico pode ser estimada através da Equação 4 (PINHO, 2014).

$$E_P = E_S \times A_M \times \eta_M \quad (4)$$

Onde:

E_P - Energia produzida pelo módulo diariamente [Wh];

E_S - Insolação diária [Wh/m² /dia];

A_M - Área da superfície do módulo [m²];

η_M - Eficiência do módulo.

Após identificar o número de módulos, é necessário calcular a área ocupada pelo conjunto de módulo, que é dada através da Equação 5.

$$\text{Área Total Ocupada pelos Painéis} = N_{\text{Módulos}} \times \text{Área}_{\text{Módulo}} \quad (5)$$

De qualquer forma, normalmente o dimensionamento de um SFCR é condicionado pelos recursos financeiros disponíveis para investimento e pela área disponível para sua instalação, muito mais do que propriamente pelas questões técnicas ou de desempenho (PINHO, 2014).

4.3 DIMENSIONAMENTO DO INVERSOR

O dimensionamento de um inversor depende da potência do gerador FV, da tecnologia e das características elétricas do módulo escolhido para compor o gerador, assim como as características ambientais do local, além da topologia de instalação escolhida. Também deve levar em consideração o fator de dimensionamento do inversor (PINHO, 2014).

4.3.1 Fator de Dimensionamento do Inversor (FDI)

Os inversores modernos vêm tendo uma tendência de ganho de rendimento e redução de preço, de modo a se obter um custo final de energia produzida mais competitivo. O dimensionamento do sistema deve ser realizado de maneira que o inversor não trabalhe por muito tempo em potências demasiadamente abaixo da nominal nem seja sobrecarregado (PINHO, 2014).

O Fator de Dimensionamento de Inversores (FDI) representa a relação entre a potência nominal CA do inversor e a potência de pico do gerador FV, como mostra a Equação 6 (PINHO, 2014).

$$FDI = \frac{P_{NCA}}{P_{FV}} \quad (6)$$

Onde:

FDI - Fator de dimensionamento do inversor;

P_{NCA} - Potência nominal em corrente alternada do inversor, em W.

P_{FV} - Potência pico do painel fotovoltaico, em Wp

Portanto, o FDI indica a razão da capacidade do pela potência máxima do arranjo fotovoltaico. Consultas às literaturas recentes mostram que os valores inferiores de FDI situam-se na faixa de 0,75 a 0,85, enquanto o limite superior é de 1,05 (PINHO, 2014). Recomenda dimensionar esses sistemas próximos ao limite superior, para alcançar maior eficiência energética.

4.3.2 Tensão Máxima do Gerador FV

A tensão de entrada do inversor é a soma das tensões dos módulos associados em série no arranjo. Como a tensão possui forte dependência da temperatura, as condições extremas de inverno e verão deverão ser utilizadas no dimensionamento.

O máximo número de módulos em série que pode ser conectado ao inversor é calculado através da Equação 7, que consiste da razão da máxima tensão de entrada do inversor e da tensão de circuito aberto para as baixas temperaturas de inverno. O número máximo de módulos em série também deve respeitar a tensão máxima suportável pelo inversor, levando em consideração a influência da temperatura mínima do ambiente na operação dos módulos fotovoltaico. A Tensão em circuito aberto deve ser corrigido para temperatura mínima do ambiente conforme a Equação 7 (ZILLES, 2012).

$$V_{OC_{T_{min}}} = V_{OC_{STC}} \times [1 + (T_{min} - T_{STC})] \times \frac{T_c \%C}{100} V \quad (7)$$

Onde:

$V_{OC_{T_{min}}}$ - Tensão em circuito aberto (V_{OC}) de um módulo FV na menor temperatura de operação prevista, em V;

$V_{OC_{STC}}$ - Tensão em circuito aberto (V_{oc}) do módulo FV, em V;

$T_c \%C$ - Coeficiente de temperatura da Tensão de Circuito Aberto ($T_c V_{OC}$);

T_{STC} - Temperatura do modulo em STC;

T_{min} - Temperatura mínima do ambiente.

Segundo Zilles (2012), a tensão de entrada do inversor é a soma das tensões do circuito aberto dos módulos associados em série. Como a tensão possui forte dependência da temperatura, as condições extremas de inverno e verão deverão ser utilizadas no dimensionamento. O cálculo de tensão máxima de cada *string* deve respeitar a tensão máxima suportável pelo inversor, levando em consideração a influência da temperatura mínima do ambiente na operação dos módulos fotovoltaico (ZILLES, 2012).

Cálculo o Número Máximo de Módulos em Série a ser Conectado no Inversor

O máximo número de módulos em série no conjunto de módulos a ser conectado ao inversor é calculado pela razão entre a máxima tensão de entrada do inversor e da tensão de circuito aberto para as baixas temperaturas de inverno, como é mostrado na Equação 8 (ZILLES, 2012).

$$N^{\circ} \text{ módulos} = \frac{V_{\max}}{V_{\text{OCTmin}}} \quad (8)$$

$$V_{\text{mp}_{\text{tmax}}} = N^{\circ} \text{ módulos Série} \times V_{\text{COTmin}}$$

Onde:

V_{\max} - Máxima tensão C.C. admitida pela entrada do inversor, em Volts (V);

V_{OCTmin} - Tensão em circuito aberto (V_{OC}) de um módulo FV na menor temperatura de operação prevista, em Volts (V);

De maneira análoga, a tensão de máxima potência (V_{mp}) do gerador fotovoltaico não pode ficar abaixo da faixa de tensão de entrada específica do inversor nos momentos de ocorrência das temperaturas ambientes mais elevados conforme Equação 9.

Calculando o Número Máximo de Strings no Inversor

A quantidade do número máximo de string é calculada através da Equação 9.

$$Q_{\text{tstring}} = \frac{N^{\circ} \text{ Total de MOD}}{N^{\circ} \text{ MOD}_{\text{string}}} \quad (9)$$

Onde:

Q_{tstring} - Quantidade de string;

Nº MOD_{string} - Número de módulos por string;

Nº Total de MOD - Número total dos módulos.

4.3.3 Corrente Máxima CC

O inversor FV possui uma corrente máxima de entrada C.C. Para garantir que este valor não seja ultrapassado, pode-se calcular o número máximo de fileiras e painéis em série, conectadas em paralelo, com auxílio da Equação 10 (ZILLES, 2012)

$$I_{SC_{max}} = I_{SC} \times [1 + (T_{max} - T_{STC})] \times \frac{I_{SC\%C}}{100} \text{ A} \quad (10)$$

Onde:

$I_{SC_{max}}$ - Corrente máxima C.C. admitida na entrada do inversor, em A;

$I_{SC\%C}$ - Coeficiente de temperatura da Corrente de curto-circuito ($T_C V_{OC}$);

T_{STC} - Temperatura do modulo em STC;

T_{max} - Temperatura máxima do ambiente.

Logo, a corrente máxima do circuito será dada pela Equação 11 (ZILLES, 2012).

$$I_{max} = 1,5 \times I_{SC_{max}} \quad (11)$$

Onde:

I_{max} - Corrente máxima c.c. admitida na entrada do inversor, em Amperes;

Na seção seguinte são exploradas as metodologias para dimensionamento dos dispositivos de proteção para o sistema fotovoltaico em estudo.

4.4 PROTEÇÃO CC DO SISTEMA FOTOVOLTAICO

O correto dimensionamento e adequada utilização de dispositivos de proteção elétrica contribuem para a minimização ou até mesmo a eliminação de falhas. O avanço tecnológico dos componentes de sistemas fotovoltaicos faz com que todos eles apresentem, além de robustez, dispositivos de proteção integrados. É o caso, por exemplo, dos dispositivos anti-ilhamento presentes na maioria dos inversores para SFCRs (PINHO, 2014).

As normas NBR 5410, 5419, 16612 e 16690 determinam os critérios de proteção que um sistema fotovoltaico deve atender, tanto em sua parte (C.A) quanto na sua parte em CC. Essas normas

estabelecem que as instalações devem ter como características básicas a proteção contra choque elétrico do usuário, contra efeitos térmicos e incêndios, contra sobrecorrente e sobretensão, além de capacidade de seccionamento para todos os possíveis esses tipos de falhas.

O módulo 3 do PRODIST estabelece os requisitos mínimos da interface com a rede e de funções de proteção das centrais geradoras classificadas como micro e minigeração distribuído.

4.4.1 Proteção Contra Sobrecorrente

Para o dimensionamento do dispositivo de proteção contra sobrecorrente na série fotovoltaica deve ser feito conforme as orientações da NBR 16690:

- Os módulos em série devem estar protegidos por um dispositivo de proteção contra sobrecorrente, cuja corrente nominal (I_n) do dispositivo ser menor ou igual a máxima corrente reversa suportada pelo módulo, conforme a Equação 12 (NBR 16690).

$$1,5 \times I_{SCMOD} < I_n < 2,4 \times I_{SCMOD} \quad (12)$$

Onde:

I_{SCMOD} - Corrente de curto-circuito do módulo fotovoltaico;

I_n - Corrente nominal do módulo fotovoltaico, fornecida pelo fabricante;

Na seleção do dispositivo de proteção contra sobrecorrente (chave seccionadora) devem ser observados os seguintes critérios:

A corrente nominal do dispositivo de proteção seja maior ou igual a corrente de projeto ou de string (NBR 5410, 2004).

$$I_B \leq I_N$$

Onde:

I_B - Corrente de projeto do circuito;

I_N - Corrente nominal do dispositivo de proteção.

❖ Dispositivo de Proteção contra Sobrecorrente



A capacidade de seccionamento dos dispositivos de proteção (fusível) deve ser igual ou maior que a máxima corrente de curto-circuito possível no sistema.

Conforme ABNT NBR 16690, os fusíveis utilizados em arranjos fotovoltaicos devem atender aos seguintes requisitos:

- Ser apropriados para uso em corrente contínua;
- Ter tensão nominal igual ou superior à tensão máxima do arranjo fotovoltaico determinada em 6.1.3;
- Ser capazes de interromper correntes de falta do arranjo fotovoltaico e quaisquer outras fontes de energia conectadas, como baterias, geradores e a rede elétrica, se presentes;
- Oferecer proteção contra sobrecorrente e curto-circuito adequada para sistemas fotovoltaicos, em conformidade com a IEC 60269-6.

Quando fusíveis forem utilizados para proteção contra sobrecorrente, é recomendado o uso de chaves seccionadoras com fusíveis (unidades com porta fusível) conforme a Tabela 4.

Tabela 4 - Capacidade de Seccionamento dos Fusíveis

Tamanho	Tensão Nominal (VDC)	Corrente Nominal (A)	Código	Fusível	Base
10x38	600	1 – 30	50-225-26		
10x38	1000	1 – 20	50-215-26		
10x38	1000	8 – 22,4	50-215-28*		
14x51	1000	8 – 30	50-204-26		
10/14x85	1100	8 – 30	50-238-26		
10/14x85	1500	10 – 30	50-243-28*		
10x85	1500	1 – 16	50-115-28*		

Fonte: SIBA ELOS (2023)

4.4.2 Proteção Contra Sobretensão

A instalação de dispositivos de proteção contra surtos deve ser avaliada de acordo com as previsões da norma ABNT NBR 5419 e medidas de proteção contra surtos devem ser implementadas quando a necessidade for comprovada na análise de risco (ABNT NBR 16690).

A IEC 61643-32 e NBR 5419-2 fornecem a metodologias e requisitos conexões para a proteção de sistemas fotovoltaicos contra sobretensões utilizando dispositivos de proteção contra surtos.

A ABNT NBR 5419, no seu item 5.4.2.1.2, estabelece que a proteção contra sobretensões deve ser provida por seguintes dispositivos de proteção:

- a) por dispositivos de proteção contra surtos (DPSs),
- b) por outros meios que garantam uma atenuação das sobretensões no mínimo equivalente àquela obtida conforme a alínea a).

❖ Dispositivo de Proteção Contra Sobretensão CC

Os DPS devem atender à IEC 61643-1 e ser selecionados com base no mínimo nas seguintes características: nível de proteção, máxima tensão de operação contínua, suportabilidade a sobretensões temporárias, corrente nominal de descarga e/ou corrente de impulso e suportabilidade à corrente de curto-circuito:

- a) **Nível de proteção (U_P)** – O nível de proteção do DPS deve ser compatível com a categoria II de suportabilidade a impulsos indicada na Tabela 5.

Tabela 5 - Suportabilidade a Impulso Exigível dos Componentes da Instalação

Tensão nominal da instalação V		Tensão de impulso suportável requerida kV			
		Categoria de produto			
Sistemas trifásicos	Sistemas monofásicos com neutro	Produto a ser utilizado na entrada da instalação	Produto a ser utilizado em circuitos de distribuição e circuitos terminais	Equipamentos de utilização	Produtos especialmente protegidos
		Categoria de suportabilidade a impulsos			
		IV	III	II	I
120/208 127/220	115-230 120-240 127-254	4	2,5	1,5	0,8
220/380, 230/400, 277/480	–	6	4	2,5	1,5
400/690	–	8	6	4	2,5
NOTAS					
1 O anexo E traz orientação sobre esta tabela.					
2 Valores válidos especificamente para seccionadores e interruptores-seccionadores são dados na tabela 50.					
3 Para componentes associados a linhas de sinal utilizados na entrada da instalação (categoria IV de suportabilidade), a tensão de impulso suportável mínima é de 1 500 V (ver IEC 61663-2).					

Fonte: NBR 5410

- b) **Máxima tensão de operação contínua (U_C)** – A tensão máxima de operação contínua (U_C) do DPS deve ser igual ou superior aos valores indicados na Tabela 6.

Tabela 6 - Valor Mínimo de U_C Exigível do DPS, em Função do Esquema de Aterramento

DPS conectado entre				Esquema de aterramento				
Fase	Neutro	PE	PEN	TT	TN-C	TN-S	IT com neutro distribuído	IT sem neutro distribuído
X	X			$1,1 U_o$		$1,1 U_o$	$1,1 U_o$	
X		X		$1,1 U_o$		$1,1 U_o$	$\sqrt{3} U_o$	U
X			X		$1,1 U_o$			
	X	X		U_o		U_o	U_o	

NOTAS

- 1 Ausência de indicação significa que a conexão considerada não se aplica ao esquema de aterramento.
- 2 U_o é a tensão fase-neutro.
- 3 U é a tensão entre fases.
- 4 Os valores adequados de U_C podem ser significativamente superiores aos valores mínimos da tabela.

Fonte: NBR 5410

- c) **Corrente nominal de descarga (I_n) e corrente de impulso (I_{imp}):** Na seleção da corrente nominal de descarga e/ou da corrente de impulso do DPS, distinguem-se três situações: o quando o DPS for destinado à proteção contra sobretensões de origem atmosférica transmitidas pela linha externa de alimentação e contra sobretensões de manobra, sua corrente nominal de descarga I_n não deve ser inferior a 5 kA (8/20 μ s) para cada modo de proteção.

Classes de DPS

- Classe I: os DPS classe I permitem eliminar os efeitos diretos causados pelas descargas atmosféricas. O DPS classe I é instalado obrigatoriamente quando a edificação está protegida por um Sistema de Proteção contra Descargas Atmosféricas (SPDA), conhecido como para-raios. Os ensaios do DPS classe I são realizados com uma corrente de choque impulsional (I_{imp}) de forma de onda 10/350 μ s. Ele deve ser instalado com um dispositivo de desconexão a montante (tipo disjuntor), cuja capacidade de interrupção deve ser no mínimo igual à corrente máxima de curto-circuito presumida no ponto da instalação.
- Classe II: os DPS classe II são destinados a proteger os equipamentos elétricos contra sobretensões induzidas ou conduzidas (efeitos indiretos) causados pelas descargas atmosféricas. Os ensaios do DPS classe II são efetuados com corrente máxima de descarga (I_{max}) de forma de onda 8/20 μ s. Ele pode ser instalado sozinho ou em cascata com um DPS classe I ou com outro DPS classe II; também deve ser instalado com um dispositivo de desconexão a montante (tipo disjuntor), cuja capacidade de interrupção deve ser no mínimo igual à corrente máxima de curto-circuito presumida no local da instalação.

- Classe III: os DPS classe III são destinados à proteção finais de equipamentos situados a mais de 30m do DPS de cabeceira. O DPS Classe III é testado com uma forma de onda de corrente combinada 1,2/50 μ s e 8/20 μ s.

4.5 DIMENSIONAMENTO DOS CONDUTORES C.C

A NBR 16612 estabelece os requisitos mínimos para a qualificação e aceitação de cabos singelos de condutor flexível para uso em corrente contínua em instalações de energia fotovoltaica, com tensão contínua máxima de 1,8 kV C.C. entre condutores e entre condutores e terra. Conforme o item 6.2.5 da NBR 16690, indica que todos os condutores de sistemas fotovoltaicos devem ser dimensionados seguindo os critérios estabelecidos nas normas NBR 5410 e NBR 16612.

- **Critério de Capacidade de Condução dos Condutores (I_z)**

As seções mínimas dos condutores do arranjo fotovoltaico expostos à radiação UV e a temperaturas elevadas, próximos aos módulos fotovoltaicos ou os cabos das séries fotovoltaicas, baseadas na capacidade de condução de corrente, devem tomar como referência a mínima capacidade de corrente dos circuitos. A Tabela 7 mostra a capacidade de condução de corrente para cabos instalados em temperatura ambiente de 30 °C e temperatura no condutor em regime permanente de 90 °C conforme ABNT NBR 16612.

Tabela 7 - Capacidade de Condução de Corrente

Seção mm ²	Instalação ao ar livre protegida do sol				Instalação ao ar livre exposta ao sol			
	Modo de instalação				Modo de instalação			
	1	2	3	4	1	2	3	4
1,5	26	26	30	26	23	22	27	23
2,5	35	35	40	35	31	30	36	31
4	47	46	53	47	41	40	48	41
6	60	59	68	60	51	51	61	52
10	83	82	95	84	71	71	85	73
16	110	110	125	113	93	93	112	97
25	146	147	166	151	123	124	147	129
35	181	183	207	189	151	153	182	161
50	229	232	260	240	189	193	228	204
70	285	290	325	301	234	239	283	254
95	343	349	390	364	279	287	339	306
120	402	410	458	428	325	335	396	359
150	463	473	527	495	371	384	453	413
185	528	540	600	566	420	435	513	470
240	633	647	719	681	499	518	612	563
300	732	749	831	789	573	596	705	650
400	880	901	998	952	682	710	842	780

Fonte: NBR 16612

Modo de instalação de condutores é a forma ou ambientes em que os condutores são instalados, dependendo de modo de instalação, maior ou menor será a capacidade de dissipação de calor gerado pela passagem da corrente elétrica e, por consequência, maior ou menor será a capacidade de condução dos condutores. Segue abaixo os modos de instalação para os cabos fotovoltaicos.

Modos de Instalação para Cabos Instalado ao ar Livre: Modo de instalação 1, 2, 3 e 4;

- **Critério da Queda de Tensão**

Conforme o item 6.2.7.1 da NBR 5410 a máxima queda de tensão admissível é de 7% calculados a partir dos terminais de saída do gerador.

O dimensionamento do condutor deve levar em consideração, além da queda de tensão máxima permitida, a resistividade do condutor escolhido, a corrente máxima esperada (com base na fórmula anterior) e o comprimento do cabo cuja queda de tensão se deseja determinar, podendo ser calculada através da Equação 13 (PINHO, 2012).

$$S(\text{mm}^2) = \rho \left(\frac{\Omega \cdot \text{mm}^2}{\text{m}} \right) \times \frac{d \times I}{\Delta V} \quad (13)$$

Onde:

ρ - Resistividade do material do condutor, geralmente cobre - $\rho_{\text{cu}} = 0,01724 \Omega \cdot \text{mm}^2 / \text{m}$;

d - Distância total do condutor, considerando o trecho de retorno (ida e volta) em metro(m);

I - Corrente de projeto máxima, em A;

ΔV - Queda de tensão tolerada no cabeamento para o trecho analisado, em V.

- **Critério da Corrente de Curto-Circuito.**

Segundo ABNT NBR 5410, a capacidade de interrupção do dispositivo deve ser no mínimo igual à corrente de curto-circuito presumida no ponto onde for instalado. Só se admite um dispositivo com capacidade de interrupção inferior se houver, a montante, um outro dispositivo com a capacidade de interrupção necessária; neste caso, as características dos dois dispositivos devem ser coordenadas de tal forma que a energia que eles deixam passar não seja superior à que podem suportar, sem danos, o dispositivo situado a jusante e as linhas por eles protegidas.

A integral de Joule que o dispositivo deixa passar deve ser inferior ou igual à integral de Joule necessária para aquecer o condutor desde a temperatura máxima para serviço contínuo até a temperatura limite de curto-circuito, o que pode ser indicado pela seguinte expressão:

$$\int_0^t i^2 dt \leq K^2 S^2$$

Onde:

$\int_0^t i^2 dt$ – É a integral de Joule (energia) que o dispositivo de proteção deixa passar, em ampères quadrados–segundo;

$K^2 S^2$ – É a integral de Joule (energia) capaz de elevar a temperatura do condutor desde a temperatura máxima para serviço contínuo até a temperatura de curto-circuito, supondo-se aquecimento adiabático. O valor de **k** é indicado na Tabela 8;

S – É a seção do condutor, em milímetros quadrados.

Tabela 8 - Valores de K para Condutores com Isolação de PVC, EPR ou XLPE

Material do condutor	Isolação do condutor					
	PVC				EPR/XLPE	
	≤ 300 mm ²		> 300 mm ²			
	Temperatura					
	Inicial	Final	Inicial	Final	Inicial	Final
70°C	160°C	70°C	140°C	90°C	250°C	
Cobre	115		103		143	
Alumínio	76		68		94	
Emendas soldadas em condutores de cobre	115		–		–	
NOTAS						
1 Outros valores de k, para os casos mencionados abaixo, ainda não estão normalizados:						
– condutores de pequena seção (principalmente para seções inferiores a 10 mm ²);						
– curtos-circuitos de duração superior a 5 s;						
– outros tipos de emendas nos condutores;						
– condutores nus.						
2 Os valores de k indicados na tabela são baseados na IEC 60724.						

Fonte: NBR 5410

Para cálculo de curtos-circuitos de qualquer duração em que a assimetria da corrente não seja significativa, e para curtos-circuitos assimétricos de duração $0,1 s \leq t \leq 5 s$, pode-se escrever:

$$I^2 t \leq k^2 S^2$$

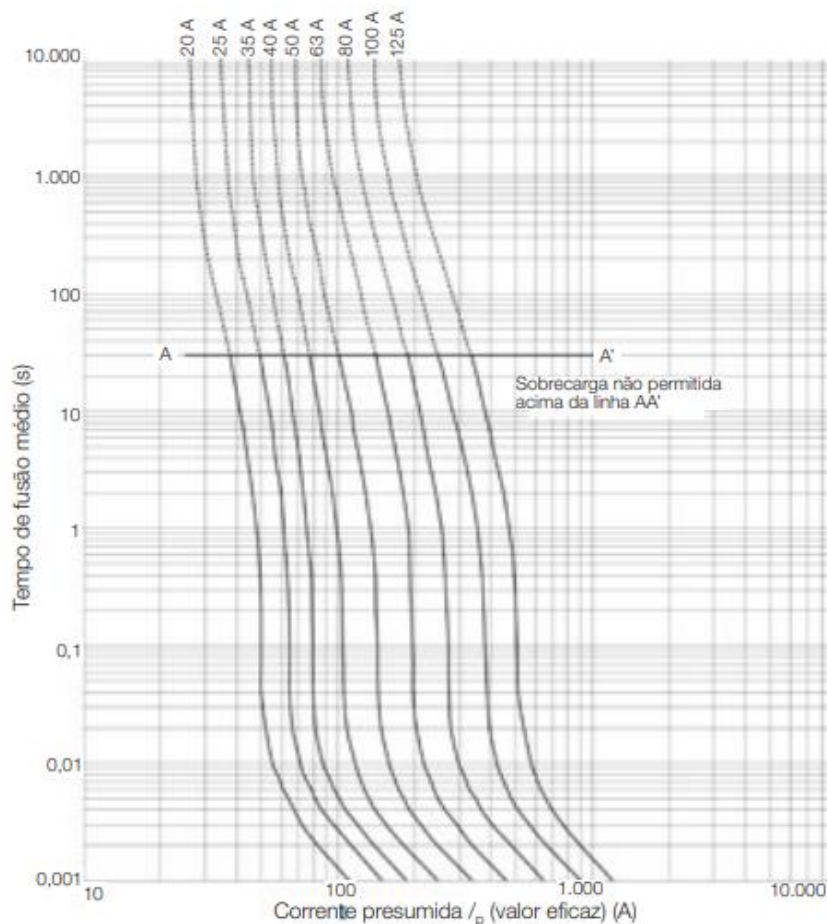
Onde:

I – É a corrente de curto-circuito presumida simétrica do dispositivo de proteção; em ampères, valor eficaz;

t – É a duração do curto-circuito, em segundos

Para cálculo dos valores de tempo e corrente de curto circuito para atuação de dispositivo de proteção deve consultar a Gráfico 1.

Gráfico 1 - Atuação de Fusível



Fonte: WEG (2022)

4.6 PROTEÇÃO DO SISTEMA CA

Nos sistemas fotovoltaicos conectados à rede de distribuição de baixa tensão, as conexões elétricas são dimensionadas e construídas de acordo com as técnicas convencionais das instalações elétricas em baixa tensão. Numa instalação elétrica residencial, comercial ou industrial deve-se garantir o bom funcionamento do sistema em quaisquer condições de operação, protegendo as pessoas, os equipamentos e a rede elétrica contra acidentes provocados por alteração de correntes (sobrecorrentes ou curto-circuito) (HÉLIO CREDER, 2016).

4.6.1 Proteção Contra Sobrecorrente

Os dispositivos de proteção, como disjuntores termomagnéticos e interruptores diferenciais residuais, presentes obrigatoriamente nas instalações elétricas em baixa tensão, são especificados e dimensionados de acordo NBR 5410:2004.

O item 5.3.4.1 da NBR 5410:2004 estabelece que, para que a proteção dos condutores contra sobrecargas fique assegurada, as características de atuação do dispositivo destinado a provê-la devem ser tais que:

- 1) $I_B \leq I_N$
- 2) $I_N \leq I_Z$
- 3) $I_2 \leq 1,45 I_Z$

Onde:

I_B - Corrente de projeto do circuito;

I_N - Corrente nominal do dispositivo de proteção;

I_Z - Capacidade de condução de corrente de condutores vivos, de acordo do tipo de instalação (ver Tabela 3.6);

I_2 - corrente convencional de atuação dos dispositivos de proteção em função de I_Z .

- **Cálculo da Corrente de Projeto ou de Carga - I_B**

Segundo Mamede (2017), a corrente de carga de um circuito trifásico é determinada pela Equação 14 (MAMEDE, 2017).

$$I_B = \frac{P_{car}}{\sqrt{3} \cdot V_{ff} \cdot \cos(\varnothing)} \quad (14)$$

Onde:

I_B - Corrente de carga do circuito, em A;

V_{ff} - Tensão entre fases, em V;

P_{car} - Potência ativa demandada pela carga, considerada equilibrada, em W;

$\cos(\varnothing)$ - Fator de potência da carga.

- ❖ **Dispositivos de Proteção Contra Sobrecorrente CA**

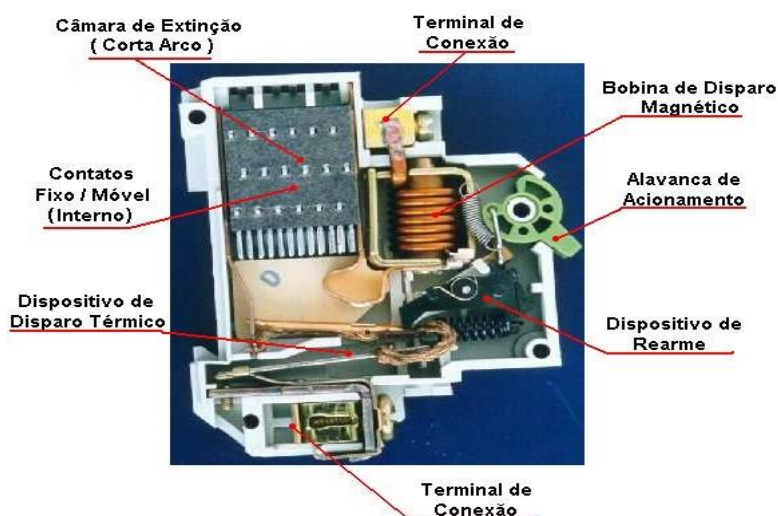
Segundo Niskier (2013), disjuntores são equipamentos de proteção e manobra, capaz de conduzir e interromper corrente elétrica em condições normais e em condições anormais,

respectivamente. Sendo considerados como condição anormal efeitos provenientes de curto-circuito ou sobrecorrente.

Disjuntores termomagnéticos são aqueles dotados de disparadores térmicos, que atua em condição de sobrecarga, e eletromagnéticos, que atua em condição de curto-circuito. Já o segundo método de atuação tem como origem as “Equações de Maxwell” em relação ao campo magnético (MAMEDE FILHO 2012, p345).

Na Figura 25 é mostrado os componentes internos do disjuntor termomagnético.

Figura 18 - Disjuntor Termomagnéticos



Fonte: MAMEDE (2017)

Segundo a NBR 5410, para o dimensionamento dos disjuntores deve-se observar os seguintes parâmetros:

- Corrente Nominal;
- Capacidade de interrupção de corrente;
- Número de polos;
- Tensão e frequência;
- Tipo de curvas: B, C ou D;
- Integral de Joule ou tempo de disparo.

Para o cálculo da corrente nominal do disjuntor é utilizado um fator multiplicador para a corrente nominal do circuito como demonstrado na Equação 15.

$$I_N = FS \times I_B \quad (15)$$

Onde:

I_N - Corrente nominal do dispositivo de proteção (ou corrente de ajuste, para dispositivos ajustáveis), nas condições previstas para sua instalação;

I_B - Corrente nominal de projeto do circuito.

FS - Fator de serviço, dado através do tipo de carga e tipo de disjuntor utilizado conforme Tabela 9.

Tabela 9 - Fator de Serviço Utilizado para Cálculo de Acordo com o Tipo de Carga

Tipo de carga	FS
Cargas resistivas	1.10
Cargas Indutivas	1.15
Carga capacitiva	1.50

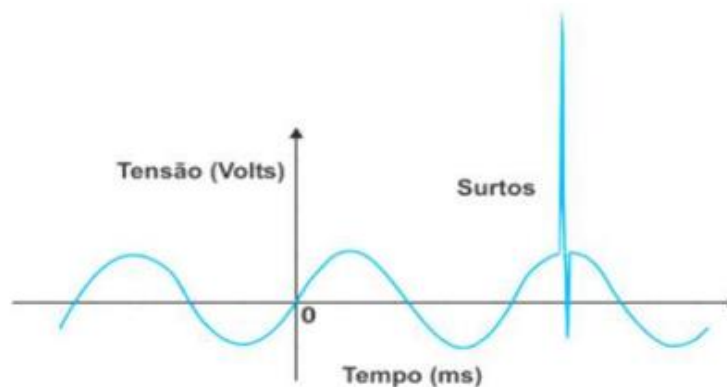
Fonte: NERY (2014)

4.6.2 Proteção Contra Sobretensão CA

Transientes, surtos ou sobretensões são variações bruscas de energia que podem danificar tanto as instalações elétricas, como equipamentos elétricos e eletrônicos. Sua origem pode ser tanto por ocorrência de descargas atmosféricas (Raios) ou por manobras das concessionárias. Podem atingir tanto as redes elétricas como as redes telefônicas, dados ou de sinais.

Surto elétrico é uma onda transitória de tensão, por exemplo, que tem como característica uma elevada taxa de variação (tensão) por um período curtíssimo de tempo. Ele se propaga ao longo de sistemas elétricos e pode causar sérios danos aos equipamentos eletroeletrônicos. O Gráfico 2 ilustra o surto elétrico em uma rede elétrica (SETOR ELÉTRICO, 2023)

Gráfico 2 - Surto Elétrico

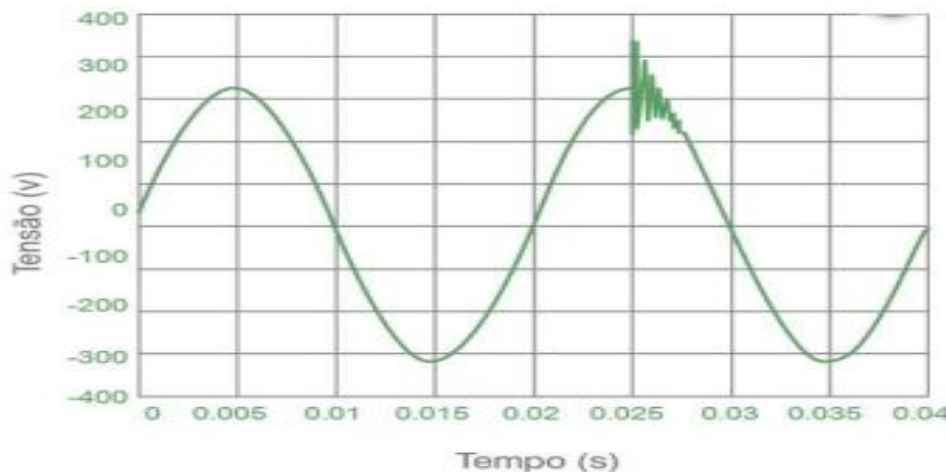


Fonte: (SETOR ELÉTRICO, 2023)

Transiente é um surto de tensão elétrica que ocorre num intervalo de tempo muito pequeno. Os transientes são rápidos incrementos na intensidade da tensão elétrica. Como as variações de

tensões, mas com menores durações e amplitudes muito mais agressivas. O Gráfico 3 mostra transientes ocorridos na rede elétrica.

Gráfico 3 -Transiente



Fonte: (SETOR ELÉTRICO, 2023)

A proteção contra os surtos, transientes é uma tarefa importante e estabelecida por norma, que garante a segurança das instalações elétricas e os equipamentos conectados a ele. As normas que definem as proteções contra esses agentes é a NBR 5419:2015 e NBR 5410:2004. Para dimensionamento e escolha de DPS, deve ser seguido as orientações da Tabela 6 em função do tipo de esquema de aterramento, conforme a Equação 16.

$$U_{CP} = 1,1 \times U_0 - (\text{ver tabela 6}) \quad (16)$$

Tensão nominal (U_n): a tensão nominal nada mais é do que a tensão de alimentação da sua cidade (127V, 220V, 380 etc). Este dado não consta na plaqueta do DPS, mas é importante saber qual a tensão nominal em que o DPS será inserido para poder escolher a tensão máxima contínua (U_C), já que U_n deve ser menor que U_C .

U_0 - Tensão máxima contínua ou Tensão máxima de operação: é um valor de tensão sempre maior que a tensão nominal. Abaixo da U_C o DPS não atuará e o mesmo é geralmente 10% maior que a U_n . Por questões práticas convencionou-se que para um sistema cuja tensão nominal (entre fase e neutro) é de 220V, as U_0 mais comuns de serem encontradas são: 175V,

275V, 340V, 385V, 485V. OS DPS de $U_0 = 275V$ são mais usuais nas instalações elétricas de baixa tensão e assim por diante.

(U_{CP}) Nível de tensão de proteção ou Tensão residual: existe um valor máximo de tensão que ainda permanece nos terminais de um DPS durante sua operação. Se um DPS obtiver uma $U_P < 1,2kV$, significa que se um surto de tensão que gera 20kA de corrente de descarga atingir o DPS, o mesmo limitará essa tensão até valor máximo de 1,2kV. Uma dica: quanto mais baixa for a U_P melhor será a qualidade do DPS.

Corrente nominal de descarga ($I_n 8/20\mu$): valor determinado pelo fabricante testado sob um gerador de forma de onda de 8/20us que determina a corrente média que o DPS pode suportar sem se danificar.

Corrente máxima de descarga ($I_{max} 8/20\mu$): valor determinado pelo fabricante testado sob um gerador de forma de onda de 8/20us que determina a corrente máxima que o DPS pode descarregar pelo menos uma vez sem danificar.

4.7 DIMENSIONAMENTO DE CONDUTORES CA

Conforme item 6.2.6.1.2 NBR 5410, a seção dos condutores deve ser determinada de forma a atender, no mínimo, todos os seguintes critérios:

1) Seção mínimas dos condutores

A seção dos condutores deve ser determinada de forma a que sejam atendidos, no mínimo, todos os seguintes critérios apontados na Tabela 10.

Tabela 10 - Seção Mínima dos Condutores

Tipo de linha		Utilização do circuito	Seção mínima do condutor mm ² - material
Instalações fixas em geral	Condutores e cabos isolados	Circuitos de iluminação	1,5 Cu 16 Al
		Circuitos de força ²⁾	2,5 Cu 16 Al
		Circuitos de sinalização e circuitos de controle	0,5 Cu ³⁾
	Condutores nus	Circuitos de força	10Cu 16 Al
		Circuitos de sinalização e circuitos de controle	4 Cu
Linhas flexíveis com cabos isolados		Para um equipamento específico	Como especificado na norma do equipamento
		Para qualquer outra aplicação	0,75 Cu ⁴⁾
		Circuitos a extra baixa tensão para aplicações especiais	0,75 Cu

¹⁾ Seções mínimas ditadas por razões mecânicas
²⁾ Os circuitos de tomadas de corrente são considerados circuitos de força.
³⁾ Em circuitos de sinalização e controle destinados a equipamentos eletrônicos é admitida uma seção mínima de 0,1 mm².
⁴⁾ Em cabos multipolares flexíveis contendo sete ou mais veias é admitida uma seção mínima de 0,1 mm².

Fonte: NBR 5410

2) Capacidade de Condução de Corrente dos Condutores - (I_z)

A capacidade de condução de corrente deve determinada conforme Tabela 11.

Tabela 11 - Capacidade de Condução de Corrente dos Condutores

Tabela C.2 – Capacidade de condução de corrente para cabos instalados em temperatura ambiente de 30 °C e temperatura no condutor em regime permanente de 90 °C

Seção mm ²	Instalação ao ar livre protegida do sol				Instalação ao ar livre exposta ao sol			
	Modo de instalação				Modo de instalação			
	1	2	3	4	1	2	3	4
1,5	26	26	30	26	23	22	27	23
2,5	35	35	40	35	31	30	36	31
4	47	46	53	47	41	40	48	41
6	60	59	68	60	51	51	61	52
10	83	82	95	84	71	71	85	73
16	110	110	125	113	93	93	112	97
25	146	147	166	151	123	124	147	129
35	181	183	207	189	151	153	182	161
50	229	232	260	240	189	193	228	204
70	285	290	325	301	234	239	283	254
95	343	349	390	364	279	287	339	306
120	402	410	458	428	325	335	396	359
150	463	473	527	495	371	384	453	413
185	528	540	600	566	420	435	513	470
240	633	647	719	681	499	518	612	563
300	732	749	831	789	573	596	705	650
400	880	901	998	952	682	710	842	780

Fonte: NBR 16612

Para os condutores instalados em temperatura ambiente diferente de:

Ambiente: 30°C para linhas não-subterrâneas e 20°C (temperatura do solo) para linhas subterrâneas, sua capacidade de condução de corrente (I_z) deve ser determinada, usando-se as Tabelas 12 e 13 com a aplicação dos fatores de correção.

Tabela 12 - Fatores de Correção para Temperaturas Ambientas

Temperatura °C Ambiente	Isolação	
	PVC	EPR ou XLPE
10	1,22	1,15
15	1,17	1,12
20	1,12	1,08
25	1,06	1,04
35	0,94	0,96
40	0,87	0,91
45	0,79	0,87
50	0,71	0,82
55	0,61	0,76
60	0,50	0,71
65	–	0,65
70	–	0,58
75	–	0,50
80	–	0,41

Fonte: NBR 5410

Conforme 6.2.5.5.3 da NBR 5410 as capacidades de condução de corrente indicadas nas Tabelas 36 e 37 são válidas para maneiras de instalar que se enquadrem nos métodos de referência A1, A2, B1, B2, C e D e para:

- a) dois condutores carregados (dois condutores isolados, dois cabos unipolares ou um cabo bipolar);
- b) três condutores carregados (três condutores isolados, três cabos unipolares ou um cabo tripolar);

Para um número maior de condutores agrupados, deve ser determinada a capacidade de condução de corrente (I_z), usando-se a tabela abaixo com aplicação de fatores de agrupamento dos condutores.

A Tabela 15 mostra os fatores de correção aplicáveis a condutores agrupados em feixe e a condutores agrupados num mesmo plano, em camada única.

Tabela 13 - Fatores de Correção Aplicáveis a Condutores Agrupados

Ref.	Forma de agrupamento dos condutores	Número de circuitos ou de cabos multipolares												Tabelas dos métodos de referência
		1	2	3	4	5	6	7	8	9 a 11	12 a 15	16 a 19	≥20	
1	Em feixe: ao ar livre ou sobre superfície; embutidos; em conduto fechado	1,00	0,80	0,70	0,65	0,60	0,57	0,54	0,52	0,50	0,45	0,41	0,38	36 a 39 (métodos A e F)
2	Camada única sobre parede, piso, ou em bandeja não perfurada ou prateleira	1,00	0,85	0,79	0,75	0,73	0,72	0,72	0,71	0,70				36 e 37 (método C)
3	Camada única no teto	0,95	0,81	0,72	0,68	0,66	0,64	0,63	0,62	0,61				
4	Camada única em bandeja perfurada	1,00	0,88	0,82	0,77	0,75	0,73	0,73	0,72	0,72				38 e 39 (métodos E e F)
5	Camada única sobre leito, suporte etc.	1,00	0,87	0,82	0,80	0,80	0,79	0,79	0,78	0,78				

Fonte: NBR 5410

1) Proteção Contra Queda de Tensão

Conforme os limites de queda de tensão estabelecidos no item 6.2.7/ NBR5410, em qualquer ponto de utilização da instalação, a queda de tensão verificada não deve ser superior aos seguintes valores, dados em relação ao valor da tensão nominal da instalação:

- a) 7%, calculados a partir dos terminais secundários do transformador MT/BT, no caso de transformador de propriedade da (s) unidade (s) consumidora (s);
- b) 7%, calculados a partir dos terminais secundários do transformador MT/BT da empresa distribuidora de eletricidade, quando o ponto de entrega for aí localizado;
- c) 5%, calculados a partir do ponto de entrega, nos demais casos de ponto de entrega com fornecimento em tensão secundária de distribuição;
- d) 7%, calculados a partir dos terminais de saída do gerador, no caso de grupo gerador próprio.

A seção mínima do condutor de um circuito trifásico pode ser determinada pela queda de tensão, de modo simplificado, a partir da Equação 17 (MAMEDE, 2017).

$$S_c = \frac{100 \cdot \sqrt{3} \cdot \rho \sum (L_c \cdot I_c)}{V_{ff} \cdot \Delta V_c} \text{ (mm}^2\text{)} \quad (17)$$

Onde:

ρ - Resistividade do material condutor (cobre $\rightarrow (1/56\Omega)$. (mm²/m));

I_c - Corrente de carga do circuito, em A;

V_{ff} - Tensão entre fases, em V;

L_c - Comprimento do circuito em m;

ΔV_c - Queda de tensão máxima admitida em projeto, em %.

2) Proteção Contra Curto-Circuito

Todo dispositivo destinado a prover proteção contra curtos-circuitos deve atender às condições especificadas. A capacidade de interrupção do dispositivo deve ser no mínimo igual à corrente de curto-circuito presumida no ponto onde for instalado. Só se admite um dispositivo com capacidade de interrupção inferior se houver, a montante, um outro dispositivo com a capacidade de interrupção necessária; neste caso, as características dos dois dispositivos devem ser coordenadas de tal forma que a energia que eles deixam passar não seja superior à que podem suportar, sem danos, o dispositivo situado a jusante e as linhas por eles protegidas (MAMEDE, 2017).

No dimensionamento dos condutores, é de grande importância o conhecimento do nível das correntes de curto-circuito nos diferentes pontos da instalação, isto porque os efeitos térmicos podem afetar o seu isolamento. É compreensível que os condutores que foram dimensionados para transportar as correntes de carga em regime normal tenham grandes limitações para transportar as correntes de curto-circuito, que podem chegar a 100 vezes as correntes de carga. Essa limitação está fundamentada no tempo máximo que o condutor pode funcionar transportando a corrente de defeito. (MAMEDE, 2017).

O dimensionamento dos condutores pelo critério de curto-circuito deve atender:

- a) A máxima corrente de curto-circuito admissível em um cabo;
- b) A seção do condutor necessária para suportar uma particular condição de curto-circuito;
- c) O tempo máximo que o condutor pode funcionar com uma determinada corrente de curto-circuito sem danificar a isolação.

Logo, a seção mínima do condutor pode ser determinada, para uma corrente de curto-circuito particular, pela Equação 18 (MAMEDE, 2017).

$$S_c = \frac{\sqrt{T_e} \cdot I_{cs}}{0,34 \sqrt{\log \left(\frac{234 + T_f}{234 + T_i} \right)}} \quad (18)$$

Onde:

I_{cs} - Corrente simétrica de curto-circuito trifásica ou fase e terra, a que for maior, em kA;

T_e - Tempo de eliminação de defeito, em S;

T_f - Temperatura máxima de curto-circuito suportada pela isolação do condutor, em °C;

T_i - Temperatura máxima admissível pelo condutor em regime normal de operação, em °C.

A Tabela 14 representa as temperaturas características dos condutores.

Tabela 14 - Temperaturas Características dos Condutores

Tipo de isolação	Temperatura máxima para serviço contínuo (condutor) °C	Temperatura limite de sobrecarga (condutor) °C	Temperatura limite de curto-circuito (condutor) °C
Policloreto de vinila (PVC) até 300 mm ²	70	100	160
Policloreto de vinila (PVC) maior que 300 mm ²	70	100	140
Borracha etileno-propileno (EPR)	90	130	250
Polietileno reticulado (XLPE)	90	130	250

Fonte: NBR 5410

- **Seleção dos Dispositivos de Proteção pela Corrente Convencional de Atuação (I_2)**

Conforme item 5.3.4.1: NBR 5410, para que a proteção dos condutores contra sobrecargas fique assegurada, as características de atuação do dispositivo destinado a provê-la devem ser tais que:

a) $I_B \leq I_N$

b) $I_2 \leq 1,45 I_Z$

Onde:

I_B - Corrente nominal de projeto do circuito

I_N - Corrente nominal do dispositivo de proteção (ou corrente de ajuste, para dispositivos ajustáveis), nas condições previstas para sua instalação;

I_Z - Capacidade de condução de corrente dos condutores, nas condições previstas para sua instalação (ver 6.2.5);

I_2 - Corrente convencional de atuação, para disjuntores, ou corrente convencional de fusão, para fusíveis.

A Tabela 15 fornece os fatores de multiplicação da corrente de atuação dos disjuntores, conforme o tipo de disjuntor, fusível e a faixa de corrente nominal. Tratando-se de disjuntores, segundo a NBR 5361, podem-se aplicar apenas as condições de sobrecarga.

Tabela 15 - Fatores de Multiplicação de Corrente de Atuação dos Disjuntores

Tipo	Norma aplicável	Corrente nominal	Corrente convencional de não atuação (fusão)	Corrente convencional de atuação (fusão)
		A	A	A
Disjuntor em geral	NBR 5361	I_n igual ou inferior a 63	$1,05 \times I_n$	$1,35 \times I_n$
		I_n superior a 63	$1,05 \times I_n$	$1,25 \times I_n$
Disjuntor em caixa moldada tipo L	CEE-19	I_n igual ou inferior a 10	$1,5 \times I_n$	$1,9 \times I_n$
		16, 25	$1,4 \times I_n$	$1,75 \times I_n$
		I_n superior a 25	$1,3 \times I_n$	$1,6 \times I_n$

Fonte: MAMEDE (2017)

5 PROJETO DE UM SISTEMA FOTOVOLTAICO ON-GRID - ESTUDO DE CASO

Nesse capítulo é apresentado o projeto executivo de um sistema de microgeração para suprir uma parcela da demanda energética do Colégio CWD Maximus e outra unidade a ser beneficiada, situados no município de Fortaleza/CE. Serão apresentados os cálculos e especificações dos equipamentos fotovoltaicos, tais como módulos, inversores, cabecamentos, dispositivos de proteção e demais materiais a serem aplicados na instalação do sistema fotovoltaico. O projeto segue as etapas que foram descritas no capítulo anterior deste trabalho.

5.1 CARACTERIZAÇÃO DO LOCAL DE INSTALAÇÃO

A análise do local de instalação é fundamental para que o SFV possa maximizar a geração de energia elétrica. Devem se levar em consideração a disponibilidade do recurso solar, assim como os fatores que influenciam nesta disponibilidade, como sombreamento, para a escolha do local de instalação do SFV.

O local escolhido para a instalação do sistema de geração é um colégio localizada na cidade de Fortaleza, no estado Ceará. O espaço disponível para instalação dos painéis fotovoltaicos tem aproximadamente 620m² de área total, localizado em área urbana e com inexistência de edificações elevadas em seu perímetro, o que zera o sombreamento no plano de instalação dos painéis. A localização, bem como as vias de acesso pode ser observada na Figura 26, tendo as coordenadas de latitude de 3.736577 e longitude de 38.5564493.

Figura 19 - Imagem de Satélite da Unidade Consumidora



Fonte: Google Maps (2022)

Segue a caracterização das unidades a serem beneficiadas pelo sistema em estudo:

- **Proprietário:** Colégio CWD Maximus
- **Endereço da Unidade da Instalação:** Rua Dom Lino, 275, CEP: 60450-285.
- **Titular da conta:** Colégio Walt Disney Sociedade Civil LTDA
- **Classificação:** Comercial
- **Grupo:** B3
- **Nível de tensão:** 380V
- **Tipo de conexão:** Baixa tensão – Trifásica
- **Carga instalada na UC:** 61kW
- **Disjuntor existente na UC:** 125A tripolar
- **Modalidade tarifária:** Tarifa convencional única para consumo-Grupo B
- **Valor de kWh/mês – R\$ 1.030,00**
- **Modalidade de compensação de energia:** Autoconsumo remoto
- **Código de Consumidor das Unidades Beneficiárias (I e II):** 1182209 e 1275897
- **Projetista:** Ana Lenise Correia

5.2 ANÁLISE DA DEMANDA DE ENERGIA

De maneira geral, o custo da energia elétrica depende da quantidade de energia elétrica demandada e contratada pelo cliente, do preço do quilowatt-hora e da tarifa de iluminação pública. Cada localidade pode ter preços e tarifas distintas, estabelecidos pelas concessionárias das regiões. A Tabela 16 apresenta o histórico de consumo das duas unidades a serem beneficiadas, nos últimos 13 meses. O dimensionamento do sistema de geração tomou como base o somatório do consumo médio das duas unidades consumidoras.

Tabela 16 - Consumo Média Anual em kWh/mês das Duas Contas de Energia

I		II	
Mês/Ano	Consumo kWh	Mês/Ano	Consumo kWh
mai/22	6607	mai/22	3738
abr/22	5814	abr/22	3620
mar/22	6345	mar/22	4239
fev/22	6286	fev/22	3048
jan/22	2606	jan/22	2121
dez/21	5250	dez/21	3701
nov/21	6912	nov/21	4797
out/21	5849	out/21	4009
set/21	5382	set/21	3447
ago/21	4326	ago/21	3002
jul/21	2713	jul/21	1902
jun/21	5893	jun/21	2304
mai/21	4713	mai/21	1889
Total anual	68696	Total anual	41817

Total Anual [kWh]	110513
-------------------	--------

Fonte: AUTOR (2022)

Conforme a Tabela 16 o Consumo médio anual (kWh/mês) da energia é dada através da Equação 19.

$$\text{Consumo Médio Anual} = \frac{\text{Consumo Total de Energia}}{13 \text{ meses}} \quad (19)$$

$$\text{Consumo Médio Anual} = \frac{11.0513\text{kWh}}{13 \text{ meses}}$$

$$\text{Consumo Médio Anual} = 8.501\text{kWh/mês}$$

O Consumo médio anual (kWh/mês) da energia é de 8.501kWh/mês. Por se tratar de um sistema conectado à rede de energia elétrica, é importante conhecer a potência do consumo diário para melhor dimensionar a potência solar capaz de suprir a consumo diário, através da Equação 20.

$$\text{Consumo diário} = \frac{\text{Consumo Médio Anual}}{\text{Dia}} = \frac{8.501\text{kWh/mês}}{30\text{dia}} = \frac{283,36\text{kWh}}{\text{dia}} \quad (20)$$

5.3 LEVANTAMENTO DE RECURSO SOLAR DISPONÍVEL NO LOCAL DA INSTALAÇÃO

Nesta fase do projeto busca-se quantificar a radiação solar global média incidente sobre os painéis fotovoltaicos que compõem o sistema.

Para calcular a potência instalada necessária para atender a demanda das duas unidades é preciso encontrar a média anual da radiação solar diária, incidente no plano horizontal. Os dados

foram obtidos junto ao site da CRECESB (2022), que disponibiliza um filtro de consulta aos dados através dos valores de latitude e longitude. O ângulo de instalação que resulta na maior geração ao longo do ano é o ângulo da latitude do local de instalação. Segundo Villalva (2012), ângulos superiores a 10 graus são recomendados para reduzir o acúmulo de poeira nos painéis. Para locais onde o ângulo da latitude é inferior a 10 graus, o ideal é adotar inclinação igual ao ângulo da altitude e realizar rotinas de limpeza mais frequentes.

Na Tabela 17 são apresentados os dados consultados para a latitude de 3,736336° S e longitude de 38,556282° O da cidade de Fortaleza-Ceará.

Tabela 17 - Irradiação Solar Diária

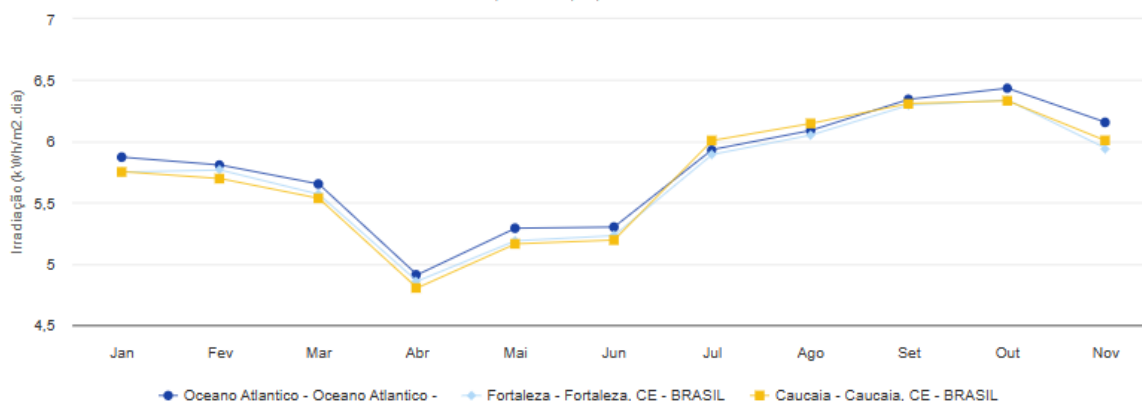
Localidades próximas

Latitude: 3,736336° S
Longitude: 38,556282° O

#	Estação	Município	UF	País	Irradiação solar diária média [kWh/m ² .dia]																
					Latitude [°]	Longitude [°]	Distância [km]	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Média	Delta
✓	Oceano Atlantico	Oceano Atlantico			3,701° S	38,549° O	4,0	5,87	5,81	5,65	4,91	5,29	5,30	5,53	5,93	6,09	6,34	6,43	6,16	5,78	1,52
✓	Fortaleza	Fortaleza	CE	BRASIL	3,801° S	38,549° O	7,2	5,75	5,77	5,57	4,86	5,19	5,23	5,45	5,89	6,05	6,30	6,34	5,94	5,69	1,48
✓	Caucaia	Caucaia	CE	BRASIL	3,701° S	38,649° O	11,0	5,75	5,70	5,54	4,80	5,16	5,19	5,47	6,01	6,15	6,31	6,33	6,01	5,70	1,53

Irradiação Solar no Plano Horizontal para Localidades próximas

3,736336° S; 38,556282° O



Fonte: CRECESB (2022)

Conforme a Tabela 17 a irradiação solar média mensal (HSP) é 5,69kWh/m². dia, para inclinação com ângulo igual a latitude.

5.4 DIMENSIONAMENTO DO GERADOR FOTOVOLTAICO

A partir dos dados do consumo médio, dos dados do local da instalação e de recurso solar disponível, é estimada a energia gerada por módulo, definindo a quantidade de módulos e a potência total do sistema, necessários para atender a demanda média das duas unidades. A energia gerada pelo sistema é calculada pela Equação 2.

$$P_{FV} (Wp) = \left(\frac{E/TD}{HSP_{MA}} \right)$$

$$P_{FV} (Wp) = \left(\frac{283,36/0,75}{5,69} \right)$$

Logo a potência de geração que atende à demanda de ambas as unidades deve ser:

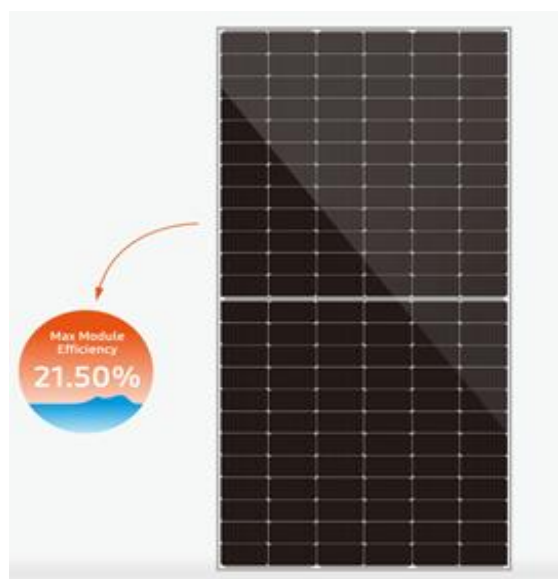
$$P_{FV} (Wp) = 66,284kWp$$

Potência geração adotada=66kWp

❖ Seleção dos Módulos Fotovoltaicos

Conforme a potência de geração adotada, de 66kWp, e em detrimento da área do local da instalação, foi escolhido o módulo fotovoltaico modelo DHM-72X10 half Cell com a potência de 550W monocristalino, podendo ser observado as suas características elétricas na Tabela 18. A Figura 27 mostra o módulo fotovoltaico da DAH.

Figura 20 - Módulo Fotovoltaico 144 Células DHM-72X- 550W DAH Monocristalino



Fonte: DAH SOLAR (2022)

Tabela 18 - Características Elétricas do Módulo Fotovoltaico

Fabricante	DAH SOLAR
Modelo	DHM-72X10
Registro INMETRO	00260/2022 (Portaria nº004/2011)
Potência max-Pmax [W]	550W
Tensão de circuito aberto -V _{oc} [V]	50,2VC.C.

Tensão de máxima potência - V_{mp} [V]	42,4VC.C.
Corrente de máxima potência - I_{mp} [A]	12,97A
Corrente de curto circuito - I_{sc} [A]	13,78A
Eficiência [%]	21,52%
Temperatura de potência máxima	0,35% °C
Comprimento [m]	2,256m
Largura [m]	1,133m
Área [m ²]	2,55 m ²
Coefficiente de temperatura de I_{sc}	0,05%/°C
Coefficiente de temperatura de V_{oc}	-0,31%/°C
Coefficiente de temperatura de P_{max}	-0,35%/°C

Fonte: Autor (2022)

O número total de módulos necessários no sistema é calculado a partir da Equação 3.

$$N = \frac{E_C}{E_P}$$

$$N = \left(\frac{66.000}{550} \right)$$

$$N = 120 \text{ módulos fotovoltaicos}$$

Então teremos para este sistema 120 módulos fotovoltaicos de 550 W cada.

❖ Área Ocupada Pelos Painéis

Para o módulo selecionado, a área ocupada por uma unidade é de 2,55 m², conforme dados do fabricante. Portanto, a área mínima necessária para a instalação de 120 módulos e é dada pela Equação 5.

$$\text{Área Total Ocupada pelos Painéis} = N_{\text{Módulos}} \times \text{Área}_{\text{Módulo}}$$

$$\text{Área Total Ocupada pelos Painéis} = 120 \times 2,55\text{m}^2 = 306\text{m}^2$$

A área mínima necessária para instalação dos painéis é de 306m², com isso a área disponível no telhado será suficiente para instalação das placas.

5.5 DIMENSIONAMENTO DO INVERSOR

Recomenda-se uma potência do inversor igual ou mesmo superior à potência do gerador fotovoltaico, e optou-se por escolher um inversor, isso porque dois seria inviável economicamente. A Tabela 19 apresenta as principais especificações técnicas do inversor Growatt modelo MAX 60KTL3-LV2, cuja potência nominal é igual a 60kW.

Tabela 19 - Especificações Técnicas - Inversor Growatt MAX 60KTL3-LV2

Fabricante	Growatt
Modelo	MAX 60KTL3-LV2
Quantidade	1
ENTRADA - C.C.	
Máxima potência na entrada C.C. – P _{max} C.C.[kW]	900.000kW
Máxima tensão C.C. – VC.C.-máx. [V]	1100V
Tensão Nominal de entrada VC.C	585V
Faixa de tensão do MPPT	200-1000V
Tensão C.C. de partida- VC.C.-part [V]	250V
Quantidade de string por rastreador MPPT	12
Máxima corrente de curto-circuito C.C. [A]	26A
Quantidade de entradas MPPT/Strings por MPPT	6/2
SAÍDA - CA	
Potência nominal CA- P _{ca} [kW]	60,0kW
Máxima potência na saída aparente CA- P _{ca} máx[kVA]	66,0kVA
Corrente nominal de saída de rede CA [A]	100A
Tensão nominal de rede CA-V _{non-ca} [V]	380V
Frequência nominal- F _n [Hz]	60Hz
THD de corrente [%]	<3%
Fator de potência	0,90
Tipo de conexão-número de 3 fases + neutro + terra	3 Fase
Eficiência máxima [%]	98,8%
ELEMENTOS DE PROTEÇÃO INTRINSECO DO INVERSOR	
Proteção contra inversão de polaridade C.C	Sim
Interrupção C.C	Sim
Proteção contra curto-circuito	Sim
Proteção contra surtos C.C	Sim
Proteção contra surtos C. A	Sim
Proteção contra anti-ilhamento	Sim
Proteção contra falta a terra	Sim

Monitoramento de falhas a terra	Sim
---------------------------------	-----

Fonte: GROWATT (2023)

O FDI é calculado utilizando a Equação 6.

$$FDI = \frac{P_{NCA} (W)}{P_{FV} (Wp)}$$

$$FDI = \frac{60 (kW)}{66 (kWp)}$$

$$FDI = 0,89$$

Então o dimensionamento do inversor central está dentro da faixa de tolerância de operação e, portanto, garante a operação sem sobrecarga do inversor.

Tensão máxima de entrada do inversor ou da string

Antes de calcular tensão máxima da série FV, deve-se calcular primeiro a tensão em circuito aberto na mínima temperatura de operação prevista através da Equação 7.

$$V_{OC_{T_{\min}}} = V_{OC_{STC}} \times [1 + (T_{\min} - T_{STC})] \times \frac{T_c \%C}{100} V$$

Os seguintes dados foram extraídos do módulo fotovoltaico e do inversor:

$$V_{OC_{STC}} = 50,2V.$$

$$T_c \%C = -0,29\%/^{\circ}C.$$

$$T_{STC} = 25^{\circ}C$$

$$T_{\min} = 10^{\circ}C$$

$$V_{OC_{(10^{\circ}C)}} = 50,2 \times [1 + (10 - 25)] - 0,0031 V = 52,53 V$$

Calculando o número máxima de módulos em série a ser conectado no inversor, através da Equação 8.

$$N^{\circ} \text{ módulos} = \frac{V_{i_{\max}}}{V_{OC_{T_{\min}}}}$$

Os seguintes dados foram extraídos do módulo fotovoltaico e do inversor:

$$V_{i_{\max}} (V) = 1100V;$$

$$V_{OC_{T_{\min}}} (V) = 52,53V$$

$$N^{\circ} \text{ módulos} = \frac{1100}{52,53} = 21,03 \text{ módulos para cada string}$$

Será adotado 18 módulos conectados em série por cada string.

A máxima tensão de circuito aberto de cada string deve ser menor que a tensão máxima que o inversor tem capacidade de suportar.

$$V_{\text{mp}_{\text{tmax}}} = \text{N}^{\circ} \text{módulos Série} \times V_{\text{COTmin}} < V_{i_{\text{max}}}$$

$$V_{\text{mp}_{\text{tmax}}} = 18 \times 52,53\text{V} < V_{i_{\text{max}}}$$

$$V_{\text{mp}_{\text{tmax}}} = 945,54 < 1100\text{V}$$

Observa-se que o limite de tensão de entrada do inversor é respeitado, ou seja, o inversor tem capacidade máxima para conectar 18 módulos em série por string.

Calculando quantidade máximo de strings no inversor

Para calcular a quantidade de string necessário para conexão dos módulos, é utilizado a Equação 9.

$$Q_{\text{TSTRING}} = \frac{\text{N}^{\circ} \text{ Total de módulos}}{\text{N}^{\circ} \text{ MOD}_{\text{maxima}}}$$

$$Q_{\text{TSTRING}} = \frac{120}{18} = 6,66 \text{ strings}$$

Será adotado 7 strings, ligados em série das seguintes formas:

- 1 string formado por 18 módulos ligados em série;
- 6 strings formados por 17 módulos cada.

Vale lembrar que o inversor dispõe de 12 strings de entrada.

Calculando a corrente máxima de entrada do inversor ou da string

Pode-se calcular o número máximo de fileiras das séries fotovoltaicas, conectadas em paralelo, com auxílio da Equação 10.

$$I_{\text{SCmax}} = I_{\text{SC}} \times [1 + (T_{\text{max}} - T_{\text{STC}})] \times \frac{I_{\text{SC}}\%C}{100} \text{ A}$$

Os seguintes dados foram extraídos do módulo fotovoltaico e do inversor:

$$I_{\text{SC}}\%C = 0.05\%/^{\circ}\text{C}$$

$$T_{STC} = 25^{\circ}\text{C}$$

$$T_{\text{max}} = 60^{\circ}\text{C}$$

$$I_{SC_{\text{max}}} (60^{\circ}\text{C}) = 13,78 \times [1 + (60 - 25) \cdot 0,0005] = 14\text{A}$$

Logo a corrente máxima de entrada do inversor é calculada através da Equação 11.

$$I_{\text{max}} = 1,5 \times I_{SC_{\text{max}}}$$

$$I_{\text{max}} = 1,5 \times 14 = 21\text{A}$$

O valor obtido é inferior a máxima corrente de curto-circuito C.C. [A] fornecida pelo fabricante, o que garante que o arranjo adotado pode ser ligado a entrada C.C. do inversor, de forma segura.

5.6 DIMENSIONAMENTO DE PROTEÇÃO DO SISTEMA C.C

O dimensionamento dos dispositivos de proteção pode ser dividido em duas partes: Os de proteção para o lado C.C. e os de proteção para o lado C.A. O primeiro visa a proteção da parte do circuito desde os módulos FV até o inversor e o segundo do inversor até as cargas da microgeração.

5.6.1 Dispositivos de Proteção Contra Sobrecorrente C.C

A corrente máxima série fotovoltaica é calculada através da Equação 11

$$I_{\text{max}} = 1,5 \times I_{SC_{\text{max}}}$$

Onde:

$$I_{SC_{\text{max}}} = 14\text{A}$$

Então:

$$I_{SC_{\text{max}}} = 1,5 \times 14 = 21\text{A}$$

A NBR 16690 estabelece as seguintes condições quando for requerida a proteção contra sobrecorrente na série fotovoltaica:

- a) Cada série fotovoltaica deve estar protegida por um Fusível gPV, cuja corrente nominal (I_n) atenda simultaneamente as condições especificadas na Equação 13.

$$1,5 \times 14\text{A} < I_n < 2,4 \times 14\text{A}$$

$$21\text{A} < I_n < 33,65\text{A}$$

❖ **Escolha do dispositivo de Proteção (Fusível)**

Como a tensão máxima da string - $V_{mp_{tmax}} = 945,54V$

Corrente máxima da string - $I_{max} = 1,5 \times 14 = 21A$

Logo a corrente nominal do fusível selecionado deve ser superior a corrente máxima da string.

❖ **Foi escolhido fusível de $30A = I_n$**

$$21A < 30A < 33,65A$$

Condições satisfeita conforme características técnicas do dispositivo de proteção escolhido.

A Figura 28 mostra o Fusível comercial 30A da Suntime.

Figura 21 - CF-10PV gPV Suntime



Fonte: SUNTREE (2023)

Característica do Fusível:

- Modelo fusível: CF-10PV gPV Suntime
- Tensão nominal: 1100 Vdc
- Corrente nominal: 30 A
- Capacidade de Interrupção: 50 A
- Curto circuito: 5KA
- Padrão: EC 60269-6
- Instalação: O fusível deve ser instalado em uma porta fusível bipolar

5.6.2 Dispositivos de Proteção Contra Sobretensão C.C

❖ Cálculo da tensão máxima de DPS

DPSs são dimensionados de acordo com a tensão máxima da string, expressa na Equação 8.

$$V_{mp_{tmax}} = N^{\circ} \text{módulos Série} \times V_{COTmin}$$

Como há em cada string 18 módulos FV ligados em série, a máxima tensão da string é:

$$\begin{aligned} V_{mp_{tmax}} &= 18 \times 52,53V \\ V_{mp_{tmax}} &= 945,54V \end{aligned}$$

Logo a U_0 é a tensão fase–neutro = 945,54V

Utilizando a Equação 17 temos que:

$$\begin{aligned} U_{CP} &= 1,1 \times U_0 \\ U_{CP} &= 1,1 \times 945,54 = 1.040,094V \end{aligned}$$

❖ Cálculo da corrente nominal de DPS

DPS for destinado à proteção contra sobretensões de origem atmosférica transmitidas pela linha externa de alimentação e contra sobretensões de manobra, sua corrente nominal de descarga I_n não deve ser inferior a 5 kA (8/20 μ s) para cada modo de proteção.

Logo foi escolhido DPS com a Corrente de descarga nominal (8/20 μ s (I_n)): 20Ka

❖ Corrente de descarga máxima de DPS

I_{imp} deve ser determinada conforme a IEC 61312-1; ou, caso o valor da corrente não possa ser determinado, I_{imp} não deve ser inferior a 5 kA para uma rede trifásica ou 25 kA para uma rede monofásica;

Como se trata de ligação monofásica em cada string, logo foi escolhido DPS com a corrente de descarga máxima @ 8/20 μ s (I_{max}): 25 kA. A Figura 29 mostra o DPS comercial.

Figura 22 - DPS – Clamper Solar 1.040vdc



Fonte: CLAMPER (2022)

Característica do DPS

- Classe de proteção: II
- Tecnologia de proteção: Varistor de Óxido Metálico (MOV)
- Modos de proteção: L+/PE, L-/PE (modo comum) | L+/L- (modo diferencial)
- Nível de proteção (U_p): =5kV
- Tempo de resposta típico:<25ns
- Tensão máxima de operação contínua (U_cpv): 1.040Vdc
- Corrente de descarga nominal @ 8/20 μs (I_n): 20kA
- Corrente de descarga máxima @ 8/20 μs (I_{max}): 40kA
- Corrente de descarga total @ 8/20 μs (I_{total}): 40kA

5.7 DIMENSIONAMENTO DE CONDUTORES CC

- **Critério de Capacidade de Condução dos Condutores (I_z)**

A NBR 5410:2004 estabelece que a corrente nominal do dispositivo de proteção I_N deve ser menor que a capacidade de condução dos condutores de condutor:

$$I_N \leq I_z$$

$$I_N = 30A;$$

Como a corrente nominal do fusível deu 30A, e pela Tabela 9 o condutor escolhido foi de 4mm², logo a capacidade de condução do condutor (I_z) é de 46A – (Ver Tabela 9).

$$30A \leq 46A$$

Constata-se que esta condição está satisfeita, visto que a corrente nominal do dispositivo de proteção é menor que capacidade de condução do condutor escolhido.

- **Critério da Queda de Tensão**

A queda de tensão é calculada através da Equação 13.

$$S(\text{mm}^2) = \rho \left(\frac{\Omega \cdot \text{mm}^2}{\text{m}} \right) \times \frac{d \times I}{\Delta V}$$

Para os dados do condutor considerado (apresentar a referência do condutor escolhido), para uma queda de tensão máxima de 3%, a secção mínima a ser adotada é:

$$\rho = 0,01724 \Omega \cdot \text{mm}^2 / \text{m};$$

$$d = 3\text{m};$$

$$I = 21\text{A};$$

$$\Delta V = 3\%.$$

$$S(\text{mm}^2) = 0,01724 \left(\frac{\Omega \cdot \text{mm}^2}{\text{m}} \right) \times \frac{30 \times 21}{3} = 3,6\text{mm}^2$$

Pelo critério da queda de tensão, o condutor para alimentação das strings da série fotovoltaica é $3,6\text{mm}^2$, que é inferior a seção calculada através do critério de capacidade de condução. Logo, se deve escolher o condutor de 4mm^2 para os painéis do gerador fotovoltaico.

- **Critério da Corrente de Curto-Circuito.**

Segundo ABNT NBR 5410, a capacidade de interrupção do dispositivo deve ser no mínimo igual à corrente de curto-circuito presumida no ponto onde for instalado.

A integral de Joule que o dispositivo deixa passar deve ser inferior ou igual à integral de Joule necessária para aquecer o condutor desde a temperatura máxima para serviço contínuo até a temperatura limite de curto-circuito, o que pode ser indicado pela seguinte expressão:

$$\int_0^t i^2 dt \leq K^2 S^2$$

Onde:

O valor de **k** é indicado na Tabela 8 para condutor de cobre com Isolação XLPE =143.

S -é a seção do condutor, em milímetros quadrados = **4mm²**

Para cálculo de curto-circuito de qualquer duração em que a assimetria da corrente não seja significativa, e para curto-circuito assimétricos de duração $0,001 \text{ s} \leq t \leq 5\text{s}$, pode-se usar a expressão a seguir:

$$I^2t \leq K^2S^2$$

Onde:

I = FS × I_n = 250 × 30 = 7,5kA), a corrente do curto-circuito atotado para o fusível é de 10kA;

FS -Fator multiplicador da corrente presumida= 250 (Ver Gráfico 1);

I_n- Corrente nominal do fusível =30A

t - é a duração do curto-circuito, em segundos = 0.001s (Ver Gráfico 1).

$$(10 \times 10^3)^2 \times 0,001 \leq (143)^2 \times (4)^2$$

Logo:

$$100\text{kA} \leq 327\text{kA}$$

Condição satisfeita a integral de Joule que o dispositivo de proteção deixa passar deve é inferior à integral de Joule necessária para aquecer o condutor de 4mm², então a seção do condutor escolhido é capaz de suportar a máxima corrente de curto-circuito.

5.8 DIMENSIONAMENTO DE PROTEÇÃO DO SISTEMA C.A

Nos sistemas fotovoltaicos conectados à rede de distribuição de baixa tensão, as conexões elétricas são dimensionadas e construídas de acordo com as técnicas convencionais das instalações elétricas em baixa tensão.

5.8.1 Dispositivos de Proteção Contra Sobrecorrente C.A

Os dispositivos de proteção, como disjuntores termomagnéticos e interruptores diferenciais residuais, presentes obrigatoriamente nas instalações elétricas em baixa tensão, são especificados e dimensionados de acordo NBR 5410:2004.

❖ Cálculo da Corrente de Projeto ou de Carga - I_B

A corrente de carga de um circuito trifásico é determinada pela equação 14.

$$I_B = \frac{P_{car}}{\sqrt{3} \cdot V_{ff} \cdot \cos(\phi)}$$

Segue os dados:

$$V_{ff} = 380 \text{ V circuito trifásico};$$

$$P_{car} = 60 \text{ kW};$$

$$\phi = 0,92$$

$$I_B = \frac{60.000}{\sqrt{3} \times 380 \times 0,92} = 99,08A$$

❖ Dispositivos de Proteção Contra Sobrecorrente CA

A NBR 5410:2004 estabelece que a corrente nominal do projeto (I_B) deve ser menor que a corrente nominal do dispositivo de proteção (I_N):

$$I_B \leq I_N$$

Logo:

$$99A \leq I_N$$

Para o cálculo da corrente nominal do disjuntor deve se levar em consideração o fator de serviço, conforme Tabela 9 da NBR 5410 (Equação 16 deste trabalho).

$$I_N = FS \times I_B$$

Onde:

$$I_B = 99 \text{ A.}$$

$$FS = 1,25$$

$$I_N = 1,25 \times 99 = 123,75A$$

Logo será escolhido o disjuntor trifásico de 125A, que atende ao critério de majoração acima da corrente de projeto.

Portanto, todas as condições ficam satisfeitas, visto que a corrente nominal do projeto (99A) é menor que a corrente nominal do dispositivo de proteção escolhido (125A).

Características do Disjuntor Tripolar Selecionado:

- Norma aplicável: IEC 60947-3
- Número de polos: 3
- Corrente nominal: 125A
- Capacidade de interrupção:25kA
- Tensão nominal: 380/450

5.8.2 Dispositivos de Proteção Contra Sobre-tensão C.A

A NBR 5410:2004 estabelece critério para dimensionamento e escolha de DPS, conforme as orientações da Tabela 6 em função do tipo de esquema de aterramento, utilizando a Equação 16.

$$U_{CP} = 1,1 \times U_O$$

Onde:

1,1 - Os fabricantes de trabalham com o fator de 1,25

$(U_O) = 220V$;

$$U_{CP} = 1,25 \times 220$$

$$U_{CP} = 275V$$

$$U_P < 1,2kV$$

Ou seja, significa que se um surto de tensão limitará a tensão máxima de 1,2kV, quanto mais baixa for a U_P melhor será a qualidade do DPS.

Então foi escolhido o DPS de corrente alternada com seguintes características:

Figura 23 – DPS – Clamper Solar 275 Vdc



Fonte: CLAMPER (2022)

Característica do DPS

- Classe de proteção: II
- Tecnologia de proteção: Varistor de Óxido Metálico (MOV)
- Modos de proteção: L-L, L-N, L-PE e N-PE para sistema TNC / L-L e L-N
- Nível de proteção (U_p): 1,2kV
- Tempo de resposta típico: <25n
- Tensão máxima de operação contínua (U_{cpv}): 275Vdc
- Corrente de descarga nominal @ 8/20 μs (I_n): 10kA
- Corrente de descarga máxima @ 8/20 μs (I_{max}): 20kA
- Grau de proteção: IP20

5.9 DIMENSIONAMENTO DE CONDUTORES CA

Consultado a Tabela 13 da NBR 5410, para o método de instalação B1, com 3 condutores carregados, se verifica que o condutor de cobre de 35mm² tem capacidade de condução de 144A, portanto superior a corrente do disjuntor, o que satisfaz a condição de proteção do condutor e da carga.

Logo:

O condutor escolhido será de 35mm², com a capacidade de condução = 144 A

$$I_z = 144A - \text{Tabela 37 da NBR 5410}$$

$$125A \leq 144 A$$

❖ Proteção Contra Queda de Tensão

Conforme os limites de queda de tensão estabelecidos no item 6.2.7 da NBR5410, a queda de tensão verificada não deve ser superior a 5%

5%, calculado a partir do ponto de entrega, em tensão secundária distribuição da concessionária;

A seção mínima do condutor de um circuito trifásico pode ser determinada pela queda de tensão, de modo simplificado, a partir da Equação 17.

$$S_c = \frac{100 \cdot \sqrt{3} \cdot \rho \sum (L_c \cdot I_c)}{V_{ff} \cdot \Delta V_c} \text{ (mm}^2\text{)}$$

Para os dados em estudo, tem-se:

$$I_c = 99 A$$

$$V_{ff} = 380V;$$

$$L_c = 25 m;$$

$$\Delta V_c = 5\%;$$

$$\rho = 1/56 \Omega \cdot \text{mm}^2/\text{m};$$

$$S_c = \frac{100 \times \sqrt{3} \times 0,01785 \times 99 \times 125}{380 \times 5} = 5,085 \text{mm}^2$$

Proteção Contra Curtos-Circuitos

A capacidade de interrupção do dispositivo deve ser no mínimo igual à corrente de curto-circuito presumida no ponto onde for instalado. O dimensionamento dos condutores pelo critério de curto-circuito deve atender:

- a) A máxima corrente de curto-circuito admissível em um cabo;
- b) A seção do condutor necessária para suportar uma particular condição de curto-circuito;
- c) O tempo máximo que o condutor pode funcionar com uma determinada corrente de curto-circuito sem danificar a isolação.

Logo, a seção mínima do condutor pode ser determinada, para uma corrente de curto-circuito particular, pela Equação 19 (MAMEDE, 2017).

$$S_c = \frac{\sqrt{T_e} \times I_{CS}}{0,34 \sqrt{\log\left(\frac{234 + T_f}{234 + T_i}\right)}}$$

Onde:

$$I_{CS} = 25 \text{ kA};$$

$$T_e = 0,5s$$

$$T_f = 250 \text{ }^\circ\text{C};$$

$$T_i = 90 \text{ }^\circ\text{C}.$$

$$S_c = \frac{\sqrt{0,5 \times 5}}{0,34 \sqrt{\log\left(\frac{234 + 250}{234 + 90}\right)}} = 24,89 \text{ mm}^2$$

A seção do condutor escolhido pelo critério de capacidade de condução é maior em relação aos demais critérios, será o condutor adotado - **35mm²**

Na Tabela 20 é mostrada as listas dos materiais que serão utilizados no projeto.

Tabela 20 - Lista dos Materiais

Equipamentos	Quantidade	Unidade	Descrição
Módulo Fotovoltaico	120	Pç	DAH/DHM-72X10-550W
Inversor	1	Pç	Growatt/MAX 60KTL3-LV2
Conector PV4 (Pares)	24	Pç	Conector MC4-Fêmea/Macho
Cabo Solar VM 4mm ²	300	M	Cabo Solar Fotovoltaico Vermelho 4mm ²
Cabo Solar PT 4mm ²	300	M	Cabo Solar Fotovoltaico Preto 4mm ²
Cabo VD 4mm ²	150	M	Cabo Cobre Verde 4mm ²
Estrutura de Fixação	42	Pç	Estrutura de Fixação Solar Group alumínio
Chave Fusível	6	Pç	Chave Fusível-Suntree
Cabos CA	250	M	PVC 70°C - 750
Fusíveis CC	14	Pç	CF-10PV gPV Suntree
Disjuntor CA	1	Pc	Disjuntor Tripolar
Disjuntor CC	1	Pc	Disjuntor Monopolar
DPS	1	Pç	Clamper Solar 600vdc

Fonte: AUTOR (2023)

6 CONCLUSÃO

O presente projeto observou que a geração fotovoltaica, permite a exploração de energia através de sistemas de geração distribuída, instalados próximo ao ponto de consumo, trazendo uma série de benefícios para o sistema interligado, como redução das perdas por transmissão e distribuição, com isso foi importante estudar sobre o tema.

Diante disso o trabalho teve como objetivo geral, realizar o dimensionamento de um sistema de geração fotovoltaica de minigeração conectada à rede de energia elétrica, através, de um estudo de caso para o Colégio CWD Maximus. Constata-se que o objetivo geral foi atendido, porque efetivamente o trabalho conseguiu demonstrar que foi possível dimensionar um sistema capaz de suprir o consumo da instalação.

Dentre os principais resultados obtidos, destacam-se a potência de geração do sistema de 66kWp tendo estes 120 módulos fotovoltaicos de 550W ocupando uma área total de 306m², sendo adotado 7 strings ligados em série, 6 serão formadas por 17 painéis e 1 será formada por 18 painéis, ambos conectados num inversor trifásico Gried Tie de 60 kWp.

O dimensionamento dos condutores elétricos no lado de corrente contínua foram realizados segundo os critérios da capacidade de condução de corrente, de queda de tensão e critério de curto circuito, onde o condutor de cobre de 4 mm² com isolamento em EPR 90°C - 0,6/1kV, se mostrou capaz de suprir de forma segura a condução de corrente e tensão elétrica dos módulos ou geração fotovoltaica.

Para proteção CC dos módulos fotovoltaico principalmente a de sobretensão e sobrecorrente, foram dimensionado e instalados dispositivo sobretensão (DPS) tipo II com de 1.040 Vdc e corrente de descarga I_{max} de 10kA e dispositivos de proteção contra sobrecorrente (fusível gPV Suntime) de 30A por cada string.

Do inversor 60 kW passando pelo quadro de proteção CA, partirão os cabos que se conectarão ao quadro principal e será instalado um disjuntor termomagnético entre o ponto de conexão e o inversor do sistema fotovoltaico onde, por meio deste disjuntor, será possível isolar completamente o sistema de minigeração da unidade consumidora. Sendo o disjuntor termomagnético tripolar de 125A instalado na saída do inversor, no quadro elétrico C.A, devem ter, no mínimo, a seção de 35 mm² às fases, 25 mm² para o neutro e 16 mm² para a terra, todos com isolamento em EPR 90°C - 0,6/1kV e DPS

Dessa forma, o dimensionamento dos equipamentos plenamente para a instalação do sistema foi completo. Toda a documentação de acesso tende às normas técnicas da ABNT, bem como notas técnicas, especificações técnicas e instruções de trabalho da Enel.

6.1 SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS

Avaliação de viabilidade econômica do caso estudado para cenários futuros, levando em consideração a Lei 14.300 de 2022 de acordo com as taxações progressivas previstas para os próximos anos sobre o Fio B (custos da rede de distribuição) para todo projeto fotovoltaico que foi homologado a partir de 7 de janeiro de 2023.

REFERÊNCIAS

ANEEL – **Resolução Normativa Lei Nº 14.300, de 6 De Janeiro De 2022**. Disponível em: [ANEEL regulamenta marco legal da Micro e Minigeração Distribuída — Agência Nacional de Energia Elétrica \(www.gov.br\)](http://www.aneel.gov.br) >. Acesso em: 13 de Maio de 2023.

ANEEL REN 1.059 - Aprimoramento das regras para a conexão e o faturamento de centrais de microgeração e minigeração distribuída em sistemas de distribuição de energia elétrica, bem como as regras do Sistema de Compensação de Energia Elétrica, 2023.

ANEEL Resolução normativa nº 414, de 17 de abril de 2012, **Condições de Fornecimento de Energia Elétrica** - RES. 670/2015.

ANEEL Resolução Normativa nº 482, **Acesso de Microgeração e Minigeração**, de 17 de abril de 2012.

COTRIM, A. M. B. **Instalações Elétricas**. 5.ed. São Paulo: Pearson Universidades, 2008.

CRESESB. **Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos**. Rio de Janeiro: [s.n.], 2014.

CRESESB. Potencial Solar - SunData. www.cresesb.cepel.br, 2022. Disponível em: <<http://www.cresesb.cepel.br/index.php?section=sundata>>. Acesso em: 20 de Junho de 2022.

DAH. Datasheet. www.dahsolarpv.com, 2022. Disponível em: <[修订第二版-英文-DHM-72X10-520~550W \(dahsolarpv.com\)](http://www.dahsolarpv.com)>. Acesso em: em 10 de Dezembro de 2022.

ENERGISA. Parecer Técnico. **Conexão de Geração Distribuída com Comercialização de Energia**. ENERGISA/GTD-NRM/N.º140/2021.

FRAUNHOFER ISE. Photovoltaics Report. Freiburg: **Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems**, 2020.

GREEN, M. A. The Passivated Emitter and Rear Cell (PERC): **From conception to mass production**. **Solar Energy Materials and Solar Cells**, v. 143, 2015.

GREENER. **Estudo Estratégico Geração Distribuída Mercado Fotovoltaico** – 2º semestre - 2020 Brasil: Mercado Fotovoltaico. Brasil: Greener, 2020. Disponível em: <https://greener.greener.com.br/estudo-gd-2s2020>. Acesso em: 23 de Outubro de 2022.

GROWATT. **Datasheet**. <https://br.growatt.com/>, 2022. Disponível em < [MAC 50-60KTL3-X LV | Inversor Fotovoltaico Comercial & Industrial | Growatt](https://br.growatt.com/)>. Acesso em: 10 de Dezembro de 2022.

HILTON MORENO. **Cabos Elétricos Para Instalações Fotovoltaicas**. I.F.C. Indústria e Comércio de Condutores Elétricos Ltda, 2019.

INDUSCABOS. **Condutores Elétricos**. www.induscabos.com.br 2023. Disponível em <[Catálogos - Induscabos Condutores Elétricos](http://www.induscabos.com.br)> Acesso em: 18 de Dezembro de 2022.

MAMEDE FILHO, João. **Instalações Elétricas Industriais**. 9.ed. Rio de Janeiro: LTC, 2017.

MARGULIS, Sérgio. Crise anunciada: **Matriz Energética Brasileira não Prevê Possível Mudança no Ciclo Hidrológico**. Entrevista especial com Sergio Margulis. 2015. Disponível em: <http://www.ihu.unisinos.br/entrevistas/541523-criseanunciada-matriz-energetica-brasileira-nao-preve-possivel-mudanca-no-ciclohidrologico-entrevista-especial-com-sergio-margulis>. Acesso em: 11 de Novembro de 2022.

NBR 16274 – Sistemas fotovoltaicos conectados à rede - **Requisitos Mínimos para Documentação, Ensaio de Comissionamento, Inspeção e Avaliação de Desempenho**, 2014.

PINHO, J.; GALDINO, M. **Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos**. Rio de Janeiro: Cepel-Cresesb, 2014.

PORTAL SOLAR. www.portalsolar.com.br 2023. Disponível em <[Energia Solar Fotovoltaica no Ceará | Portal Solar](#)> Acesso em: 30 de Maio de 2023.

RECIT. Revista. Estudo De Diferentes Tecnologias De Células Fotovoltaicas, 2023. Disponível em <[Revista Eletrônica Científica Inovação e Tecnologia \(utfpr.edu.br\)](#)> Acesso em: 14 de Fevereiro de 2023.

RENEWABLES. Disponível em <[RENEWABLES 2021 GLOBAL STATUS REPORT \(ren21.net\) 2023](#)> Acesso 10 de Maio de 2023

RIBEIRO, Claudio Moises; VALENTE, Luiz Carlos Guedes. **Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos**. ed. especial. Rio de Janeiro: PRC-PRODEEM, 2004.p.18. Disponível em: <<file:///C:/Users/lenis/Downloads/01.%20Manual%20de%20Engenharia%20para%20Sistemas%20Fotovoltaicos%20Autor%20Centro%20de%20Refer%C3%Aancia%20para%20Energias%20Solar%20e%20E%C3%B3lica%20S%C3%A9rgio%20de%20S.Brito.pdf>> Acesso em: 26 de Abril de 2022.

RONILSON DI SOUZA. **Livro Digital de Introdução aos Sistemas Solares**. www.bluesol.com.br 2022. Disponível em < [Livro-Digital-de-Introdução-aos-Sistemas-Solares-novo - Folioscópico Páginas 1-50 | AnyFlip](#)> Acesso em: 16 de Junho de 2022.

RUTHER, R. – **Edifícios Solares Fotovoltaicos**: o potencial de geração solar fotovoltaica integrada a edificações urbanas e interligadas a rede elétrica pública no Brasil. Florianópolis, SC: Labsolar, 2004.

SAMPAIO, P. G. V.; GONZÁLEZ, M. O. A. Photovoltaic solar energy: **Conceptual Framework. Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 74, n. June 2016, 2017.

SETOR ELÉTRICO Disponível em <[Revista O Setor Elétrico \(Edição 193 - mar 2023\) by Revista O Setor Elétrico - Issuu](#)> Acesso em: 30 de Junho de 2023.

SOLFÁCIL. Blog, Seu portal online sobre energia solar 2023. Disponível em <[Solfácil Blog | Seu portal online sobre energia solar \(solfacil.com.br\)](#)>. Acesso em: 07 de Janeiro de 2023.

VILLALVA, M. G.; GAZOLI, J. R. **Energia solar Fotovoltaica: Conceitos e Aplicações**. São Paulo: Érica, 2012.

VILLALVA, M. G.; GAZOLI, J. R. **Energia Solar Fotovoltaica: Conceitos e Aplicações**. 2 ed. São Paulo: Érica, 2015.

ZILLES, R; MACÊDO, W. N; GALHARDO, M. A. B.; OLIVEIRA, S. H. F. **Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede Elétrica**. São Paulo: Oficina de textos, 2012.

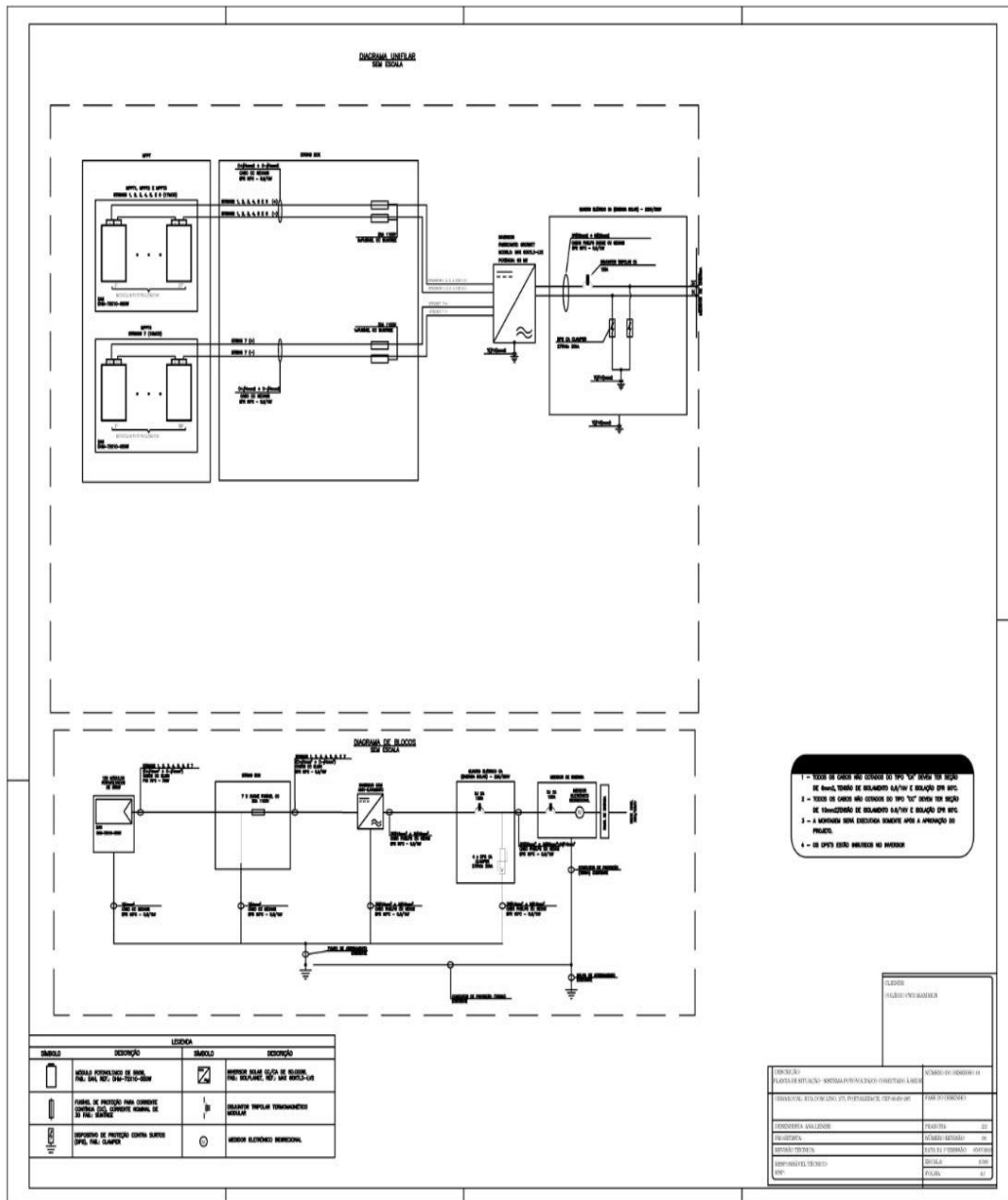
ANEXO A - Módulo 3 do PRODIST Tabela 1: Requisitos Mínimos da Interface com a Rede

Elemento	Potência Instalada da Central Geradora		
	Menor ou igual a 75 kW	Maior que 75 kW e menor ou igual a 500 kW	Maior que 500 kW e menor ou igual a 5 MW
Elemento de acoplamento	Nenhum	Transformador de interface com isolamento galvânica ⁽¹⁾	Transformador de interface com isolamento galvânica ⁽¹⁾
Elemento de seccionamento	Disjuntor termomagnético junto à central geradora ⁽²⁾	Chave seccionadora acessível ⁽²⁾	Chave seccionadora acessível ⁽²⁾
Elemento de interrupção	Dispositivo de interrupção automática ^{(3) (4)}	Dispositivo de interrupção automática ^{(3) (4)}	Dispositivo de interrupção automática ^{(3) (4)}
Elemento de proteção	Conjunto de funções de proteção que produza uma saída capaz de operar na lógica de atuação do elemento de interrupção	Conjunto de funções de proteção que produza uma saída capaz de operar na lógica de atuação do elemento de interrupção	Conjunto de funções de proteção que produza uma saída capaz de operar na lógica de atuação do elemento de interrupção
Elemento de medição	Medidor de energia ativa bidirecional ⁽⁵⁾	Medidor de energia de 4 quadrantes ⁽⁵⁾	Medidor de energia de 4 quadrantes ⁽⁵⁾

ANEXO B - Módulo 3 do PRODIST Tabela 1-A: Funções de Proteção para Micro e Mineração Distribuída

Função de proteção	Código ANSI equivalente	Potência Instalada da Central Geradora		
		Menor ou igual a 75 kW	Maior que 75 kW e menor ou igual a 500 kW	Maior que 500 kW e menor ou igual a 5 MW
Função de proteção de subtensão	27	Sim	Sim	Sim
Função de proteção de sobretensão	59	Sim	Sim	Sim
Função de proteção de subfrequência	81U	Sim	Sim	Sim
Função de proteção de sobrefrequência	81e	Sim	Sim	Sim
Função de proteção contra desequilíbrio de corrente entre fases	46	Sim	Sim	Sim
Função de proteção contra reversão e desequilíbrio de tensão	47	Sim	Sim	Sim
Função de proteção contra curto-circuito	50 / 50N	Sim ⁽¹⁾	Sim	Sim
Função de proteção seletiva contra curto-circuito	51 / 51N	Sim ⁽¹⁾	Sim	Sim
Função de proteção contra perda de rede (proteção anti-ilhamento)	-	Relé de detecção de ilhamento ^{(2) (3)}	Relé de detecção de ilhamento ^{(2) (3)}	Relé de detecção de ilhamento ^{(2) (3)}
Função de verificação de sincronismo	25	Sim	Sim	Sim
Função de espera de tempo de reconexão	62	Sim ⁽⁴⁾	Sim ⁽⁴⁾	Sim ⁽⁴⁾

ANEXO C - DIAGRAMA UNIFILAR



Fonte: AUTOR (2023)

ANEXO D - FOLHA DE DADOS DO MÓDULO FOTOVOLTAICO DHM-72X- 550W DAH



DHM-72X10 0~+5W

520~550W

Half-Cell High Efficiency PV Module



Max Module Efficiency
21.28%


Quality Guarantee


12-Year material & technology warranty
25-Year linear power output warranty





Year	DAH solar linear power output guarantee (%)	Standard linear power output guarantee (%)
1	98.00%	80.00%
10	93.05%	80.00%
15	90.30%	80.00%
20	87.55%	80.00%
25	84.80%	80.00%


— DAH solar linear power output guarantee
— Standard linear power output guarantee


- 

More Power Generation
Larger size of light receiving area and higher module conversion efficiency
- 

10 Busbar Technology
Higher power collection density improves power generation
- 

Stable Generation Performance
Guaranteed 0~+5W positive tolerance and slower power attenuation:
first year ≤2%, 0.55% per year from 2-25
- 

Higher Power Gains and Lower Losses
Excellent low irradiance performance and low shadow loss
- 

Process Optimized and Upgraded
Lower risk of hot spot and stronger anti-PID ability
- 

Strong Environmental Adaptability and Great Durability
Certified by Dust-Sand, Salt-Mist, Ammonia etc. weather resistance tests and enhanced mechanical load: wind load (2400 Pascal) and snow load (5400 Pascal)

Comprehensive Products and System Certificates



IEC 61215 / IEC 61730 / CE / INMETRO
 OHSAS 18001-
 2007/International standards for occupational health & safety
 ISO 14001-
 2015/Standards for environmental management system
 ISO 9001-
 2015/Quality management system

DHM-72X10 520~550W

Design	Mechanical Specification	
	Cells Type Mono 182×91mm	Dimension (L×W×T) 2279×1134×35mm
	Weight 29kg	Packing 31pcs/pallet, 620pcs/40HQ
	Output Cable (Including connector)	4.0mm ² , 300/400mm in length, length can be customized
	No. of Cells	144 (6×24)
	Glass	3.2mm High Transmission, Antireflection Coating
	Junction box	IP68, 3 Bypass Diodes
	Connector	MC4 Compatible
Operating Parameters		
Maximum system voltage	1000V/1500V DC	
Operating Temperature	-40 ~ +85°C	
Maximum series fuse rating	25A	
Snow load, frontside	5400Pa	
Wind load, backside	2400Pa	
Nominal operating cell temperature	45°C±2°C	
Application level	Class A	

STC-Electrical Characteristics

Module Type	DHM-72X10						
Maximum Power (Pmax)	520W	525W	530W	535W	540W	545W	550W
Open-circuit Voltage (Voc)	49.0V	49.2V	49.4V	49.6V	49.8V	50.0V	50.2V
Maximum Power Voltage (Vmp)	41.2V	41.4V	41.6V	41.8V	42.0V	42.2V	42.4V
Short-circuit Current (Isc)	13.42A	13.48A	13.54A	13.60A	13.66A	13.72A	13.78A
Maximum Power Current (Imp)	12.62A	12.68A	12.74A	12.80A	12.86A	12.91A	12.97A
Module Efficiency (%)	20.12%	20.31%	20.51%	20.70%	20.89%	21.09%	21.28%
Temperature Coefficient of Isc	0.05%/°C						
Temperature Coefficient of Voc	-0.31%/°C						
Temperature Coefficient of Pmax	-0.35%/°C						

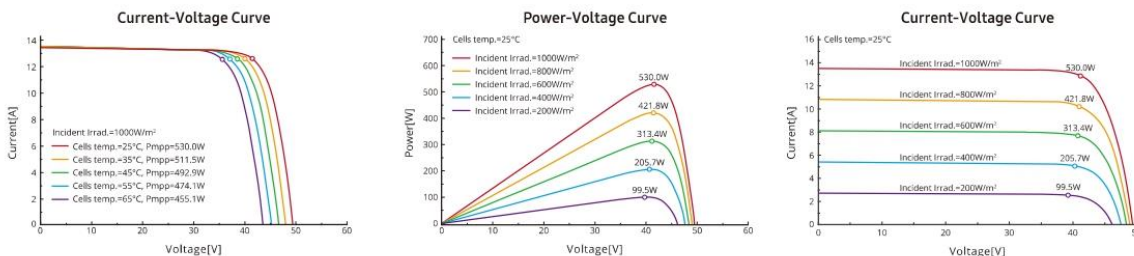
Standard Test Environment : Irradiance 1000W/m², Cell temperature 25°C, Spectrum AM1.5

NOCT-Electrical Characteristics

Maximum Power (Pmax)	387W	391W	394W	398W	402W	405W	409W
Open-circuit Voltage (Voc)	46.0V	46.1V	46.3V	46.5V	46.7V	46.9V	47.1V
Maximum Power Voltage (Vmp)	38.6V	38.8V	39.0V	39.2V	39.4V	39.6V	39.8V
Short-circuit Current (Isc)	10.84A	10.89A	10.94A	10.99A	11.04A	11.09A	11.13A
Maximum Power Current (Imp)	10.01A	10.06A	10.11A	10.15A	10.20A	10.24A	10.29A

Standard Test Environment : Irradiance 800W/m², Ambient temperature 20°C, Spectrum AM1.5, Wind speed 1m/s

I-V Curve (DHM-72X10-530W)



Add: No.1 Yaoyuan Road, Luyang District, Hefei City, Anhui, China
 E-mail: sales@dh-solar.cn Facebook: www.facebook.com/DAHSolar

www.dahsolarpv.com

MAC 50~70KTL3-X LV/MV

- 3 MPPT's
- Diagnóstico inteligente
- Alta eficiência de até 98.8%
- Configuração de WIFI local
- Display OLED e botão de toque
- SPD tipo dois em CC e AC



P O W E R
- I N G
T O M O -
R R O W O

GROWATT

www.ginverter.com

Ficha de dados	MAC 50KTL3-X LV	MAC 50KTL3-X MV	MAC 60KTL3-X LV	MAC 60KTL3-X MV	MAC 70KTL3-X MV
Dados de entrada					
Máx. potência CC	75000W	75000W	90000W	99000W	105000W
Máxima tensão de CC	1100V				
Tensão de partida	250V				
Tensão nominal	600V	700V	600V	700V	700V
Faixa de tensão FV	200V-1000V				
Tensão CC de carga total	600V-850V	650V-850V	600V-850V	650V-850V	650V-850V
Máx. corrente de entrada por MPPT	50A/37.5A/37.5A	50A/37.5A/37.5A	50A/50A/50A	50A/50A/50A	50A/50A/50A
Número de MPPT independentes / strings por MPPT	3/4+3+3	3/4+3+3	3/4+4+4	3/4+4+4	3/4+4+4
Dados de saída (CA)					
Potência nominal de saída CA	50000W	50000W	60000W	60000W	70000W
Potência aparente máxima de CA	55500VA	55500VA	66600VA	66600VA	77700VA
Tensão nominal de saída	220V/380V	277V/480V	220V/380V	277V/480V	277V/480V
Frequência de rede CA	50/60 Hz				
Corrente máxima de saída	80.5A	66.9A	96.6A	80.2A	93.6A
Fator de potência	0.8l-0.8c				
THDI	<3%				
Tipo de conexão da rede CA	3W+N+PE	3W+PE	3W+N+PE	3W+PE	3W+PE
Eficiência					
Máxima eficiência	98.8%				
Eficiência europeia	98.5%				
Eficiência MPPT	99.9%				
Dispositivos de proteção					
Proteção de polaridade reversa de CC	sim				
Interruptor CC	sim				
Proteção de sobretensão CC	Tipo II				
Monitoramento de falta à terra	sim				
Proteção contra curto-circuito de saída	sim				
Proteção de sobretensão CA	Tipo II				
Dados Gerais					
Dimensões (L/A/P)	680/508/281mm				
Peso	≤52kg				
Faixa de temperatura operacional	-25°C ... +60°C				
Humidade relativa	0-100%				
Altitude	4000m				
Auto-consumo	<1W				
Topologia	Sem transformador				
Forma de resfriamento	Arefecimento inteligente				
Grau de proteção ambiental	IP65				
Características					
Exibição	OLED+LED/WIFI+APP				
Interfaces:USB/RS485/GPRS/WIFI/4G	sim/sim/opcional/opcional/opcional				
IEC61000-6/3,IEC 62109-1/2, IEC 61727, IEC 62116					

SHENZHEN GROWATT NEW ENERGY CO.,LTD.

2nd & 3rd Floor, Building 4, Jilayu Industrial Zone, Xibianling, Shangwu Village, Shiyuan, Baoan District, Shenzhen

T: + 86 755 2747 1900 F: + 86 755 2749 1460 E: Info@ginverter.com

ANEXO F - FORMULÁRIO DE SOLICITAÇÃO DE ACESSO PARA MICROGERAÇÃO DISTRIBUÍDA COM POTÊNCIA IGUAL OU SUPERIOR A 10KW

1 - Identificação da Unidade Consumidora - UC		
Código da UC: 1182209	Classe: Comercial	
Titular da UC: Colégio Walt Disney Sociedade Civil LTDA		
Rua / Av.: Rua Dom Lino, CEP: 60450-285	Nº: 275	CEP: 60450-285
Bairro: Parquelândia	Cidade: Fortaleza	
E-mail: lenisecorreia8@gmail.com		
Telefone: (85) xxxx-xxxxx	Celular: ()	
CNPJ/CPF: XXX.XXX.XXX-XX		
2 - Dados da Unidade Consumidora		
Carga instalada (kW): 61	Tensão de atendimento (V): 220/380	
Tipo de conexão: monofásica <input type="checkbox"/>	bifásica <input type="checkbox"/>	trifásica <input checked="" type="checkbox"/>
3 - Dados da Geração		
Potência instalada de geração (kW): 66		
Tipo da Fonte de Geração		
Hidráulica <input type="checkbox"/>	Solar <input checked="" type="checkbox"/>	Eólica <input type="checkbox"/> Biomassa <input type="checkbox"/> Cogeração Qualificada <input type="checkbox"/>
Outra (especificar):		
4 - Documentação a Ser Anexada		
1. ART do Responsável Técnico pelo projeto elétrico e instalação do sistema de microgeração	<input checked="" type="checkbox"/>	
2. Diagrama unifilar contemplando Geração/Proteção(inversor, se for o caso)/Medição e memorial descritivo da instalação.	<input checked="" type="checkbox"/>	
3. Certificado de conformidade do(s) inversor(es) ou número de registro da concessão do Inmetro do(s) inversor(es) para a tensão nominal de conexão com a rede.	<input checked="" type="checkbox"/>	
4. Dados necessários para registro da central geradora conforme disponível no site da ANEEL: www.aneel.gov.br/scg	<input checked="" type="checkbox"/>	
5. Lista de unidades consumidoras participantes do sistema de compensação (se houver) indicando a porcentagem de rateio dos créditos e o enquadramento conforme incisos VI a VIII do art. 2º da Resolução Normativa nº 482/2012	<input checked="" type="checkbox"/>	
6. Cópia de instrumento jurídico que comprove o compromisso de solidariedade entre os integrantes (se houver)	<input type="checkbox"/>	
7. Documento que comprove o reconhecimento, pela ANEEL, da cogeração qualificada (se houver)	<input type="checkbox"/>	
5 - Contato na Distribuidora (preenchido pela Distribuidora)		
Responsável/Área:		
Endereço:		
Telefone:		
E-mail:		
6 - Solicitante		
Nome/Procurador Legal: Ana Lenise Dos Santos Correia		
Telefone: (85) xxxx-xxxxx		
E-mail:		
Fortaleza	05/07/2023	
Local	Data	Assinatura do Responsável

ANEXO G - FORMULÁRIO PARA CADASTRO DE UNIDADES CONSUMIDORAS PARTICIPANTES DO SCEE

Solicito que 100% do excedente de energia injetada na rede pela unidade consumidora nº.1182209 que esteja disponível para alocação nos termos da ReN Aneel 482/2012 (alterada pela ReN Aneel 687/2015), seja rateada na unidade consumidora abaixo relacionada, conforme percentuais discriminados.

Dados da(s) Unidade(s) Consumidora(s) Beneficiária(s)				(%)
Unidade Consumidora	Nome do Titular	CPF	Endereço	
1275897	Colégio Walt Disney Sociedade Civil LTDA	xxx.xxx.xxx-xx	Rua Barão do Aracati, Aldeota-CE CEP: 60000-000	100

Declaro ainda estar ciente e concordar que:

- a) a soma dos percentuais informados limita-se e não excede à 100%, sendo que, caso resulte em valor inferior, a diferença será alocada na unidade consumidora geradora.
- b) em caso de encerramento da relação contratual do atual titular de qualquer dessas unidades consumidoras (nos termos do art. 70 da ReN Aneel 414/2010), o percentual alocado à mesma será transferido para a unidade consumidora geradora, até o envio de novo formulário para redefinição do rateio.
- c) as informações cadastradas com base no especificado neste documento somente serão alteradas mediante entrega de novo formulário, sendo de responsabilidade exclusiva do titular da unidade consumidora geradora (ou seu representante formalmente designado, no caso de Pessoa Jurídica) a emissão e entrega do mesmo.
- d) este documento cancela e substitui qualquer outra solicitação anterior de cadastro de beneficiários relacionada à unidade consumidora geradora acima identificada.
- e) a relação de beneficiários deverá atender as seguintes regras de titularidade:
 - Auto-consumo remoto: Todas as UCs deverão estar sob mesma titularidade da geradora ou de filiais;

Titular da Unidade Consumidora: Colégio Walt Disney Sociedade Civil LTDA

CPF/CNPJ: xxx.xxx.xxx-xx

E-mail para contato: lenisecorreia8@gmail.com

Nome do Responsável Pessoa Física formalmente designado (quando PJ):

Ana Lenise Correia

CPF: xxx.xxx.xxx-xx

Fortaleza, 05/07/2023

Ana Lenise Correia