



Universidade Federal
do Rio de Janeiro
Escola Politécnica

PROJETO DE UM SISTEMA DE GERAÇÃO FOTOVOLTAICA PARA A UFRJ

Felippe Souza Santana

Projeto de Graduação apresentado ao Curso de Engenharia Elétrica da Escola Politécnica, Universidade Federal do Rio de Janeiro, como parte dos requisitos necessários à obtenção do título de Engenheiro Eletricista.

Orientador: Walter Issamu Suemitsu,
Dr. Ing.

Rio de Janeiro
Julho de 2014

PROJETO DE UM SISTEMA DE GERAÇÃO FOTOVOLTAICA PARA A UFRJ

Felippe Souza Santana

PROJETO DE GRADUAÇÃO SUBMETIDO AO CORPO DOCENTE DO DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA DA ESCOLA POLITÉCNICA DA UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO COMO PARTE DOS REQUISITOS NECESSÁRIOS PARA A OBTENÇÃO DO GRAU DE ENGENHEIRO ELETRICISTA.

Examinado por:



Prof. Walter Issamu Suemitsu, Dr.Ing



Prof. Sérgio Sami Hazan, Ph. D



Eng. Christoph Seeger

RIO DE JANEIRO, RJ – BRASIL.

JULHO DE 2014

Santana, Felipe Souza.

Projeto de um Sistema de Geração Fotovoltaica para a UFRJ/ Felipe Souza Santana – Rio de Janeiro: UFRJ/ Escola Politécnica, 2014.

XVI, 100 p. : il.; 29,7 cm.

Orientador: Walter Issamu Suemitsu

Projeto de Graduação – UFRJ/ Escola Politécnica/ Curso de Engenharia Elétrica, 2014.

Referências Bibliográficas: p. 84-87.

1. Sistema Fotovoltaico. 2. Dimensionamento do Sistema. 3. Requisitos de Qualidade. 4. Estimativa Energética. 5. Perdas Estimadas. I. Suemitsu, Walter Issamu. II. Universidade Federal do Rio de Janeiro, Escola Politécnica, Curso de Engenharia Elétrica. III. Projeto de um Sistema de Geração Fotovoltaica para a UFRJ.

Agradecimentos

Em primeiro lugar a Deus por me ajudar a superar todos os obstáculos e tornar possível mais uma conquista em minha vida.

À minha querida mãe Maria Lúcia e minha amada irmã Fabiane Fonseca por me apoiarem sempre me incentivando nos meus sonhos e objetivos. E também por contribuir na formação do meu caráter com princípios e valores de família.

Aos meus amigos Christiano Pinheiro e David Gonçalves por me incentivarem a estudar em palavras e por doações de livros antes e durante a graduação.

Aos meus queridos amigos Fábio Sant'ana e Anita Calvelo por me ajudarem em momentos difíceis durante a graduação.

Ao meu querido professor e orientador Walter Issamu Suemitsu pela paciência, amizade e solicitude em me ajudar desde questões acadêmicas até sociais. Agradeço pelos seus ensinamentos na maioria deles sem palavras, mas em atitudes, principalmente na sua simplicidade.

Ao meu querido Tio Paulo Roberto pela sua amizade e disponibilidade em me ajudar em momentos difíceis e também pelo seu incentivo ao estudo.

Ao querido Professor Luís Rolim por contribuir esclarecendo dúvidas acadêmicas de forma geral e as relativas a este projeto sempre de forma solícita.

Ao querido Professor Jorge Nemésio por ser um grande incentivador e por contribuir para que tivesse uma visão profissional mais abrangente dentro da engenharia.

Ao querido professor Sergio Hazan e pelo meu amigo Engenheiro Christoph Seeger por aceitarem participar da minha banca examinadora deste Trabalho de Conclusão de Curso.

E por fim agradeço a todos que de forma direta ou indireta contribuíram para que eu alcançasse a formação de Engenheiro Eletricista pela Universidade Federal do Rio de Janeiro.

**Resumo do Projeto de Graduação apresentado à Escola Politécnica/UFRJ
como parte dos requisitos necessários para obtenção do grau de Engenheiro
Eletricista.**

Projeto de um Sistema de Geração Fotovoltaica para a UFRJ

Felippe Souza Santana

Julho, 2014

Orientador: Walter Issamu Suemitsu

Curso: Engenharia Elétrica

Este Projeto de Graduação consiste em dimensionar um Sistema Fotovoltaico Interligado à Rede enquadrado como Microgeração conforme a Resolução Normativa nº 482, de 12 de Abril de 2012 da ANEEL, que visa injetar energia na rede durante o dia onde há insolação para produção de energia elétrica por meio de módulos fotovoltaicos como Sistema de Compensação de Energia Elétrica, descrito pela mesma resolução. O local escolhido foi a laje frontal do Bloco G da COPPE (Instituto Alberto Luiz Coimbra de Pós-Graduação e Pesquisa de Engenharia), onde este projeto servirá também de insumo para aprendizado dos alunos de Engenharia da UFRJ (Universidade Federal do Rio de Janeiro), de outras Universidades e também para administração responsável pela COPPE, caso queira implantar tal sistema em suas instalações. O Projeto conterá as informações sobre características locais como dados solarimétricos e análise de sombreamento ao sistema, também com dimensionamento dos equipamentos principais e acessórios, diagramas elétricos unifilares e trifilares, layouts físicos do sistema, simulações com PVsyst para cálculo de produção de energia (Ferramenta computacional mais consagrada atualmente no mercado para dimensionamento de Sistemas Fotovoltaicos).

Palavras-chaves: Sistema fotovoltaico Interligado à Rede, Dimensionamento de Equipamentos e Produção de Energia com PVsyst.

Abstract of the Undergraduate Project, presented to POLI/UFRJ as a part of the necessary requirements to obtain the degree of Electrical Engineer

Design of the Photovoltaic Generation System to the UFRJ

Felippe Souza Santana

July, 2014

Tutor: Walter Issamu Suemitsu, Dr. Ing

Course: Electrical Engineering

This Undergraduate Project consists in to dimension Photovoltaic System Interconnected Grid framed as Microgeneration as described through Normative Resolution No. 482, of April 12, 2012 – ANEEL that goal is to inject power into the grid during the day where there is sunlight to produce electricity through of photovoltaic modules as a Compensation System for Electric Power, described by the mentioned resolution. The place was the front slab of G Block of the COPPE (Alberto Luiz Coimbra Institute for Graduate Studies and Research in Engineering) the project will also serve as a tool for the engineering students of the UFRJ to learning (Federal University of Rio de Janeiro), from the others Universities and also responsible administration by COPPE in case they want to deploy such a system in their facilities. The Project will contain information about local features such as solarimetric data and analysis of the shading about system, also with sizing of major equipment and accessories, unifilar and trifilar electric diagrams, physical layouts system, with Pvsyst simulations to calculate energy production (more dedicated computational tool currently on the market for sizing of Photovoltaic System).

Keywords: PV System Interconnected to Grid, Scaling of Equipments and Energy Production with Pvsyst .

Sumário

Lista de Figuras.....	x
Lista de Tabelas.....	xiv
Lista de Símbolos.....	xv
1 - Introdução.....	1
1.1 – Motivação.....	1
1.2 – Objetivo.....	3
1.3 – Estrutura do Trabalho.....	4
2 – Conhecimentos Fundamentais.....	6
2.1 – Radiação Solar.....	6
2.1.1 – O Sol como Fonte de Energia.....	6
2.1.2 – Radiação e Distribuição Terrestre.....	6
2.1.3 – Componentes de Radiação Solar.....	8
2.1.4 – Ângulos.....	8
2.2– Efeito Fotovoltaico.....	11
2.3 – Células Fotovoltaicas.....	12
2.4 – Configurações Básicas.....	15
3 – Componentes de um Sistema Fotovoltaico.....	17
3.1– Módulos Fotovoltaicos.....	17
3.2 - Inversor.....	26
3.2.1– Sistema de Seguidor de Ponto de Máxima Potência (MPPT).....	28
3.3 – Diodo de Bloqueio.....	28
3.4 – Dissipador de Calor.....	29
3.5 – Fusíveis de Fileira (Corrente Contínua).....	29
3.6 – Disjuntores.....	30

3.7 – Dispositivos de Proteção de Surtos (DPS).....	31
3.8 – Sistema de Aterramento.....	32
3.9 - Medidores de Energia.....	33
4 – Regulamentações da ANEEL e Normas Técnicas da Distribuidora Local.....	34
5 – Procedimentos de Acesso.....	41
6 – O Projeto.....	43
6.1 – Avaliação do Potencial Energético Solar.....	43
6.2 – Avaliação do Espaço Físico.....	44
6.3 – Módulo Fotovoltaico.....	47
6.4 – Análise de Sombreamento do Sistema.....	51
6.5 – Inversor Grid –Tie.....	56
6.6 – Sistema Fotovoltaico.....	60
6.7 – Cabos CC das Fileiras.....	61
6.8 – Diodos de Bloqueio.....	61
6.9 – Dissipador de Calor.....	61
6.10 – Fusíveis de Fileiras.....	62
6.11 – Cabo CC principal.....	62
6.12 – Disjuntor 2P no cabo CC.....	62
6.13 – Cabo do lado CA.....	63
6.14 – Eletrodutos.....	63
6.15 – Queda de Potencial em CC e CA.....	65
6.16 – Fusível de Terra.....	67
6.17 – Disjuntor 3P do Lado CA.....	67
6.18 – Barramentos.....	67

6.19 – Barramento PE.....	68
6.20 – Barramento Neutro.....	68
6.21 – Dispositivo de Proteção de Surtos.....	68
6.22 – Condutores Neutro e PE.....	71
6.23 – Dispositivo de Seccionamento Visível (DSV).....	72
6.24 – Medidor.....	74
6.25 – Quadro de Distribuição Principal.....	75
6.26 – Estimativa de produção de Energia com Uso do Software PVsyst.....	75
6.26.1 - Dados de Produção de Energia Elétrica.....	79
6.26.2 – Perdas Estimadas no Sistema.....	79
6.27 - Comissionamento.....	80
7 – Conclusão.....	81
8 – Referências Bibliográficas.....	84
Anexo I - Diagrama Elétrico do Sistema Fotovoltaico.....	88
Anexo II – Conexões do Quadro de Distribuição CA Principal até o SFRC.....	89
Anexo III – Folha de Dados do Módulo Solar Fotovoltaico.....	90
Anexo IV – Folha de Dados do Inversor.....	92
Anexo V – Relatório de Produção do PVsyst.....	94
Anexo VI – Dados de Impedância dos Cabos Noflan Antichama Flexível BWF 750 V...	98
Anexo VII – Tabela de Dimensionamento de Bitolas de Cabos CC e CA.....	99
Anexo VIII – Tabela de Dimensionamento de Eletrodutos.....	100

Listas de Figuras

Figura 1: Área do projeto - Arquivo Pessoal (Imagem de 26-04- 2013).....	3
Figura 2: Área do Projeto em Vermelho – Bloco G do CT (Extraída do Google Earth).	4
Figura 3: Atlas Brasileiro de Energia Solar (SWERA) 2006 [13].....	7
Figura 4: Representação da Declinação Solar [9].....	9
Figura 5: Ilustração dos Ângulos α e a_s [9].....	10
Figura 6: Ilustração dos Ângulos a_w , β e γ [9].....	10
Figura 7: Ilustração do Efeito Fotovoltaico - CRESESB/CEPEL [14].....	12
Figura 8: Célula de Silício Monocristalino (Esquerda) e Policristalino (Direita) [15]....	13
Figura 9: Células de Filme Fino [16].....	13
Figura 10: Módulos Concentrados Fotovoltaicos [17].....	14
Figura 11: Configuração Básica de Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede (SFCR) [9].....	16
Figura 12: Configuração de Sistema Fotovoltaico com Armazenamento para Carga CA [9].....	12
Figura 13: Ilustração de um Sistema Híbrido com Geração Fotovoltaica e Eólica [20].....	17
Figura 14: Demonstração dos Diferentes Conceitos [21].....	18
Figura 15: Símbolo Elétrico de um Módulo Fotovoltaico [18].....	19
Figura 16: Uma Curva Característica I x V para Determinada Condição Operativa [9]....	20
Figura 17: Uma Curva Característica P x V para Determinada Condição Operativa [9]...	20
Figura 18: Gráfico para Análise do Fator de Forma [9].....	21
Figura 19: Ilustração do Efeito da Combinação Série de Módulos Idênticos A e B [9].....	22

Figura 20: Ilustração do Efeito da Combinação Paralelo de Módulos Idênticos A e B [9].....	23
Figura 21: Gráfico I X V para Diferentes Irradiâncias Extraída à Temperatura de 45 ° C do Banco de Dados do Software PVsyst do Módulo da Marca Renesola JC255M-24/Bbv.....	24
Figura 22: Gráfico P X V para Diferentes Irradiâncias Extraída à Temperatura de 45 ° C do Banco de Dados do Software PVsyst do Módulo da Marca Renesola JC255M-24/Bbv... ..	24
Figura 23: Gráfico P X V para Diferentes Temperaturas à Irradiância de 1000W/m ² do Banco de Dados do Software PVsyst do Módulo da Marca Renesola JC255M-24/Bbv... ..	25
Figura 24: Gráfico I X V para Diferentes Temperaturas à Irradiância de 1000W/m ² do Banco de Dados do Software PVsyst do Módulo da Marca Renesola JC255M-24/Bbv... ..	25
Figura 25: Localização Elétrica dos Diodos de Bloqueio e Fusíveis em Arranjos de SF Adaptado [12].....	30
Figura 26: Disjuntores ABB S800 PV-M [24].....	31
Figura 27: Uso de Dispositivo de Proteção de Surtos em Sistemas Fotovoltaicos para Prédios sem Para-Raios [28].....	32
Figura 28: Sistema com Aterramento Centralizado [28].....	33
Figura 29: Forma de Conexão do Acessante (Através do Inversor) à Rede Básica de BT da Light SESA [27].....	41
Figura 30: Vista Superior do Local do Projeto com Área Hachurada (escala 1:1).....	45
Figura 31: Ângulo Formado entre a Direção Norte- Sul e a Faixada do Corredor Principal do Centro de Tecnologia (UFRJ) – Imagem de Satélite – Google Earth	46
Figura 32: Distribuição das Strings das Células no Módulo Fotovoltaico-Adaptado [36]	48

Figura 33: Distribuição mais Usual dos Módulos Fotovoltaicos nas Mesas - Adaptado [36].....	49
Figura 34: Projeção dos Módulos dispostos na Direção Azimutal Norte – Sul.....	50
Figura 35: Distribuição dos Módulos sobre as Mesas sob Vista Superior.....	51
Figura 36: Vista Lateral das Mesas.....	51
Figura 37: Imagem Extraída de Satélite do Google Earth com Indicação dos Edifícios e Vegetação em Potencial para Sombreamento do SF para Módulos na Direção ODF.....	53
Figura 38: Foto tirada no local do projeto no dia 25/07/2013, mostrando a vegetação em potencial em sombreamento do SF entre o bloco F e G para módulos na direção Norte.....	54
Figura 39: Foto tirada no local do projeto no dia 25/07/2013, do prédio do Bloco I como potencial fator de sombreamento para módulos com direção Norte.....	54
Figura 40: Foto tirada no local do projeto no dia 25/07/2013, mostrando potenciais fatores de sombreamento em azul (prédio do bloco A) e vermelho (vegetação).....	55
Figura 41: Foto tirada no local do projeto no dia 25/07/2013, mostrando o bloco H como potencial fator de sombreamento do SF para direção ODF.....	55
Figura 42: Interligações no Inversor Escolhido [37].....	60
Figura 43: Disjuntor Semelhante ao Especificado [39].....	63
Figura 44: Disjuntor Semelhante ao Especificado [40].	67
Figura 45: DPS do Lado CC [40].....	70
Figura 46: DPS do Lado CA [40].....	71
Figura 47: Exemplo de Padrão de DSV – Light SESA [27].....	72
Figura 48: Imagem do Medidor e do DSV do Primeiro Sistema de Microgeração Fotovoltaico no Sistema da Light SESA [42].....	73

Figura 49: Medidor da Elster Modelo A1052 [41].....	74
Figura 50: Imagem Extraída do Mapa de Estações do INMET.....	76
Figura 51: Imagem da Simulação do Efeito de Sombras nos Painéis do Bloco A e H do Centro de Tecnologia.....	78

Lista de Tabelas

Tabela 1: Estudo de Projeção da Eficiência dos Módulos para os Próximos Anos [18]..	15
Tabela 2: Níveis de Tensão Considerados para Conexão de Micro e Minicentraís Geradoras – PRODIST- ANEEL, Adaptado [25].....	35
Tabela 3: Categoria de Conexão em Função da Potência, Adaptado [27].....	36
Tabela 4: Requisitos de Proteção, Adaptado [25].....	37
Tabela 5: Etapas de Acesso de Microgeradores e Minigeradores ao Sistema de Distribuição da Light SESA [27].....	42
Tabela 6: Descrições Técnicas do Módulo Fotovoltaico [35].....	47
Tabela 7: Requisitos de Proteção já Incorporados no Inversor do Projeto.....	58
Tabela 8: Dados Técnicos do Inversor em Vermelho.....	59
Tabela 9: Dados Solarimétricos do SWERA e componente Difusa do Próprio PVsyst...	77
Tabela 10: Perdas Estimadas pelo PVsyst.....	79

Listas de Símbolos

Abinee	Associação Brasileira da Indústria Elétrica e Eletrônica
ABNT	Associação Brasileira de Normas Técnicas
ANEEL	Agência Nacional de Energia
BEN	Balanco Energético Nacional
CA	Corrente Alternada
CC	Corrente Contínua
CEPEL	Centro de Pesquisa de Energia Elétrica
CES	Circuito Elétrico Simples
COPPE	Instituto Alberto Luiz Coimbra de Pós - Graduação de Pesquisa de Engenharia
CSE	Casa Solar Eficiente
CT	Centro de Tecnologia
DPS	Dispositivos de Proteção de Surtos
DSV	Dispositivo de Seccionamento Visível
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
IEC	<i>International Electrotechnical Commission</i>
IEA	Agência internacional de Energia
INMET	Instituto Nacional de Meteorologia
INMETRO	Instituto Nacional de Metrologia, Qualidade e Tecnologia
INPE	Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais
MPPT	<i>Maximum Power Point Tracker</i>

PRODIST	Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional
PV	Fotovoltaico
PVsyst	Software para dimensionamento de sistemas fotovoltaicos
REN	Resolução
Radiasol	Software desenvolvido pelo Laboratório de Energia Solar – UFRGS
SEB	Setor Elétrico Brasileiro
SWERA	<i>Solar and Wind Energy Resource Assessment</i>
SF	Sistema Fotovoltaico
SFCR	Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede
SPDA	Sistema de Proteção contra Descargas Atmosféricas
SONDA	Sistema de Organização Nacional de Dados Ambientais
STC	<i>Standard Temperature Conditions</i>
SunData	Programa do CEPEL
TE	Tarifa de Energia Elétrica
Tep	Tonelada Equivalente de Petróleo
TUSD	Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição
UFRGS	Universidade Federal do Rio Grande do Sul
UFRJ	Universidade Federal do Rio de Janeiro
WMO	<i>World Meteorological Organization</i>
Wp	Watt - pico

1 – Introdução

1.1 - Motivação

A Energia Elétrica é uma das formas de energia que a humanidade mais utiliza na atualidade, cerca de 13,8 % desta energia no Brasil, segundo a EPE (BEN 2012), sendo indispensável para a sociedade, exercendo um papel fundamental para o desenvolvimento econômico de um país. Diante disso, existe uma relação quase que linear entre crescimento econômico e aumento de consumo de energia elétrica de um país, principalmente para países desenvolvidos onde a distribuição de renda é menos desigual.

Por isso a importância do uso correto dos recursos naturais atrelado ao conceito de sustentabilidade que têm ganhado espaço principalmente no âmbito de geração de energia elétrica com as chamadas fontes renováveis como uma forma de produção de energia com menos impacto ambiental, social e cultural.

Uma forte vantagem das mais conhecidas fontes renováveis, tais como: Geração Solar Fotovoltaica e Eólica, é que não emitem CO₂ e gases poluentes, tendo em vista que a geração de energia elétrica mundial é feita predominantemente através de combustíveis fósseis, cerca de 59,7% da oferta de Energia Mundial, segundo IEA (Agência Internacional de Energia-2011). Devido a essas vantagens cada vez mais Organizações Internacionais e os Governos dos países através de seus Ministérios e Secretarias da área energética têm fornecido subsídios como incentivos a esse tipo de produção energética.

Outra tendência mundial é a geração distribuída, que consiste na geração de energia elétrica em menor escala e próximos aos centros de carga, com grande destaque para a Alemanha na produção de Energia Solar Fotovoltaica, sistema este que será escopo deste trabalho. É importante lembrar que o uso da geração distribuída possui a vantagem de reduzir perdas do sistema elétrico já que são bem significativas seja em transmissão ou distribuição. No Brasil cerca de 15,9% as duas juntas, segundo a EPE (BEN2013).

Os Sistemas Fotovoltaicos (SF), que se baseiam no efeito fotovoltaico que converte a radiação solar diretamente em energia elétrica, trouxeram muitos benefícios para muitas pessoas, em especial para comunidades remotas onde antes não havia eletricidade. O SF possui outras aplicações como fonte de geração para pequenas cargas, tais como: sensores, postes de luz, semáforos, sistemas de bombeamento de água, carros e barcos.

Contudo, o SF pode ser utilizado como fonte de geração complementar a uma carga que esteja conectada à rede elétrica, diminuindo o preço pago à distribuidora de energia local, respaldado por uma recente resolução da ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica), no qual será mais bem explicitado no capítulo 4.

Diante deste cenário de legislação favorável e crescente queda de preço dos módulos e outros equipamentos de Sistemas Fotovoltaicos, esse trabalho será realizado para fins de pesquisa, de projeto e implantação caso a COPPE queira utilizá-lo para implantar tal sistema em suas dependências na Universidade Federal do Rio de Janeiro.

O cenário no Brasil para sistema de Microgeração e Minigeração Fotovoltaico no tempo da criação desta obra é ainda pouco significativo diante dos recursos solares disponíveis no país. O setor precisa de incentivos do governo, principalmente na redução de impostos setoriais e na elaboração de Leilões específicos de Energia Solar Fotovoltaico, pois para o cenário atual o preço de R\$/MWh ainda não é competitivo com, por exemplo, o preço da Energia Eólica.

Porém, um fator marcante para o setor foi o Leilão de Energia Solar do Estado de Pernambuco, onde foram contratados 122,82 megawatts equivalentes, seis vezes maiores que os 20 megawatts produzidos hoje no Brasil, em que 34 projetos licitantes, seis foram contratados de empresas do Brasil, da Itália, da Alemanha, da China e da Espanha. A expectativa de crescimento no setor é grande e depende diretamente de políticas favoráveis do Governo.

1.2 - Objetivo

Este projeto visa apresentar as etapas para concepção de um projeto básico [1] para instalação de um Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede (SFCR) caracterizada como Microgeração, no qual será dimensionado sobre a laje frontal do Bloco G (COPPE) situado no Centro de Tecnologia (CT) da UFRJ conforme figuras 1 e 2.

A previsão é que o SFCR possua 31,2 kWp de capacidade instalada para reduzir os gastos da COPPE em energia elétrica sob regime do Sistema de Compensação de Energia.



Figura 1: Área do Projeto - Arquivo Pessoal (Imagem de 26-04-2013).



Figura 2: Área do Projeto em Vermelho – Bloco G do CT (Extraída do Google Earth).

1.3 – Estrutura do Trabalho

O capítulo 2 apresenta conceitos acerca de conhecimentos teóricos e elementares sobre radiação solar, efeito fotovoltaico, células solares e tipos de configurações dos sistemas fotovoltaicos.

O capítulo 3 apresenta os principais equipamentos e componentes utilizados em sistema fotovoltaicos com definições e aplicabilidade ao projeto.

O capítulo 4 apresenta as normas, resoluções e requisitos da ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica) relativos ao projeto em questão para geração de energia elétrica por meio do SFCR.

O capítulo 5 apresenta as etapas para o procedimento de acesso a Distribuidora Light SESA.

O capítulo 6 apresenta as etapas do dimensionamento do projeto.

O capítulo 7 apresenta as conclusões do projeto e sugestões de trabalhos futuros.

.

2 – Conhecimentos Fundamentais

2.1 - Radiação Solar

2.1.1 – O Sol como Fonte de Energia

O Sol tem importância vital para os seres vivos, pois como fonte de calor é essencial para a fotossíntese, processo pelo qual os vegetais transformam gás carbônico, água e calor em glicose, que é absorvida por eles e a partir disso liberam oxigênio que é indispensável para a sobrevivência da humanidade e dos animais.

O planeta terra que recebe anualmente cerca de $1,5 \times 10^{18}$ kWh de energia solar, o que corresponde a 10.000 vezes o consumo mundial de energia para esse mesmo período, ou seja, seria necessário utilizar apenas 0,01% desse recurso para atender a demanda global total de energia, sem contabilizar, é claro, os impactos do uso dessa tecnologia [2].

Essa mesma energia produzida pelo Sol anualmente corresponde aproximadamente a queima de 2×10^{20} galões de gasolina e mais de 10 milhões de vezes a produção anual de petróleo da terra [3]. Também produziria na ordem de grandeza de cerca de 10 bilhões de vezes a energia produzida pela hidrelétrica de Itaipu [4].

O sol pode fornecer energia na forma de radiação e calor: a primeira através de Sistema Fotovoltaico e a segunda por meio de Sistema Termosolar. Estas duas formas de energia são capazes de produzir eletricidade, além do sistema de aquecimento de água chamada Solar-Térmico. No entanto, o escopo desse trabalho será para o Sistema Fotovoltaico (SF).

2.1.2 – Radiação e Distribuição Terrestre

Radiação é o efeito da propagação de energia sem que haja necessidade de um meio material para que isso ocorra.

Irradiância é a quantidade de radiação instantânea ou mensurada por um curto tempo.

Irradiação é o acúmulo de irradiância por um determinado intervalo de tempo.

Em muitas literaturas, é comum o uso dos termos radiação e irradiação para designar o mesmo significado. Neste trabalho serão utilizados os termos adequados.

A intensidade de radiação solar fora da atmosfera depende da distância entre o Sol e a Terra durante o decorrer do ano que pode variar entre $1,47 \times 10^8$ Km (Periélio) e $1,52 \times 10^8$ Km (Afélio). Devido a este fato, a irradiação varia entre **1.325 W/m^2** e **1.412 W/m^2** [5]. O valor médio é designado por uma constante solar, **$E_0 = 1.367 \text{ W/m}^2$** , segundo dados recentes da WMO (*World Meteorological Organization*).

A irradiação solar pode exceder a 2.300 kWh/m^2 por ano em algumas regiões situadas perto do equador, enquanto que, no sul da Europa não excede os 1.800 kWh/m^2 . Dados típicos de médias anuais de irradiação do Brasil são mostrados na figura 3.

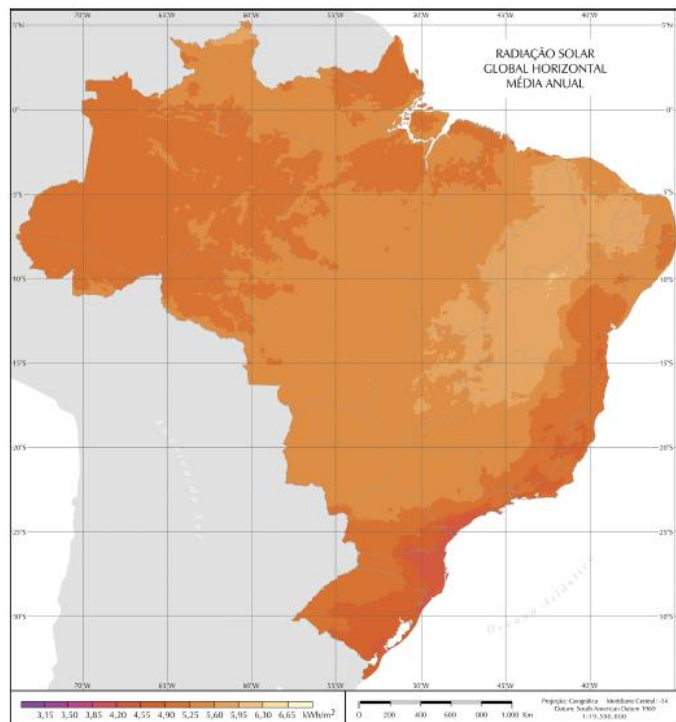


Figura 3: Atlas Brasileiro de Energia Solar (SWERA) 2006 [6].

2.1.3 – Componentes de Radiação Solar

A luz solar que atinge a superfície terrestre é composto por uma componente direta, difusa e devido ao albedo terrestre. A radiação direta vem, segundo a direção do sol, produzindo sombras bem definidas em qualquer objeto. Já a radiação difusa, corresponde à parte da radiação que sofreu, durante o percurso, diversos processos de difusão e reflexão suspensas na atmosfera, o que acontece predominantemente em dias nublados. E por fim, a radiação devido ao albedo terrestre, que corresponde à radiação refletida pela terra.

As componentes de radiação se distribuem da seguinte forma:

- **Radiação Solar Global ou (Horizontal)** é composta por componentes direta e difusa recebidas em superfície plana horizontal.
- **Radiação Solar Total (ou Inclinada)** é composta por componentes direta, difusa e de albedo, recebidas em uma superfície plana com inclinação qualquer.

2.1.4 – Ângulos

O planeta terra, em seu movimento anual em torno do Sol, descreve em trajetória elíptica um plano que é inclinado de aproximadamente $23,5^\circ$ com relação ao plano equatorial.

A posição angular do Sol, ao meio dia solar, em relação ao plano do Equador (Norte positivo), é chamada de declinação solar (δ) que varia de acordo com os seguintes limites: $-23,5^\circ \leq \delta \leq 23,5^\circ$. A declinação solar é representada pela figura 4.

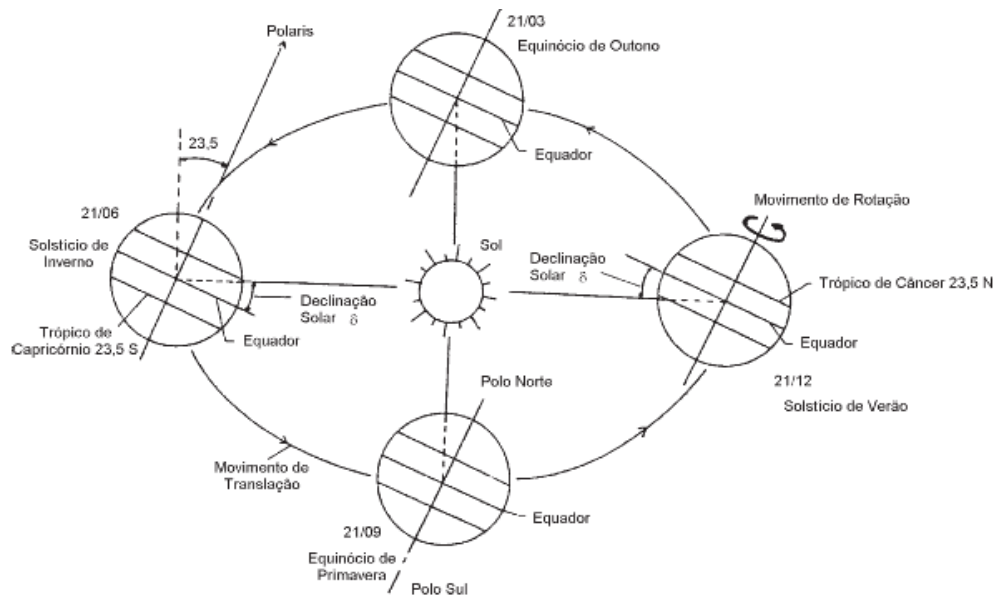


Figura 4: Representação da Declinação Solar [2].

A soma da declinação solar com a latitude local determina a trajetória do movimento aparente do Sol para um determinado dia em uma dada localidade na terra.

As relações geométricas entre os raios solares, que variam de acordo com o movimento aparente do Sol, e a superfície terrestre, são descritas de vários ângulos que são definidos a seguir:

Ângulo de incidência (γ): ângulo formado entre os raios do Sol e a normal de superfície de captação.

Ângulo Azimutal da Superfície (a_w): ângulo entre a projeção da normal à superfície no plano horizontal e a direção Norte-Sul. O deslocamento angular tomado a partir do Norte (projeção a direita do Norte) – $180^\circ \leq a_w \leq 180^\circ$ (projeção a esquerda do Norte).

Ângulo Azimutal do Sol (a_s): ângulo entre a projeção do raio solar no plano horizontal e a direção Norte- Sul. Obedecendo a mesma convenção acima.

Altura Solar (α): ângulo compreendido entre o raio solar e a projeção do mesmo sobre um plano horizontal.

Inclinação (β): ângulo entre o plano da superfície em questão e a horizontal.

Ângulo Horário do Sol ou Hora Angular (ω): deslocamento angular Leste-Oeste do Sol, a partir do meridiano local e devido ao movimento de rotação da Terra. Assim, cada hora corresponde a um deslocamento de 15° . Adota-se, como convenção, valores positivos na parte da manhã, ao meio dia $\omega = 0$ e valores negativos à tarde.

Ângulo Zenital (θ_z): ângulo formado entre os raios solares e a vertical (Zênite).

Alguns destes ângulos são representados nas figuras seguintes:

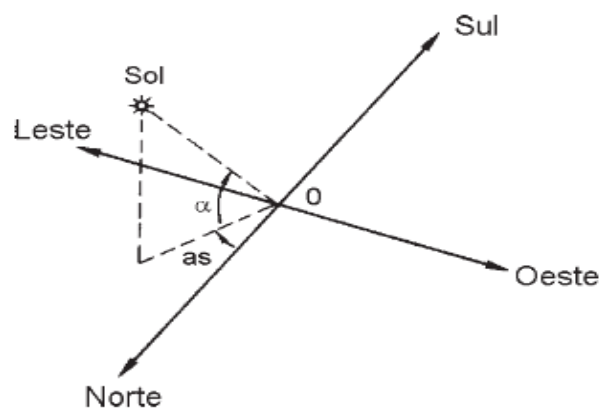


Figura 5: Ilustração dos Ângulos α e a_s [2].

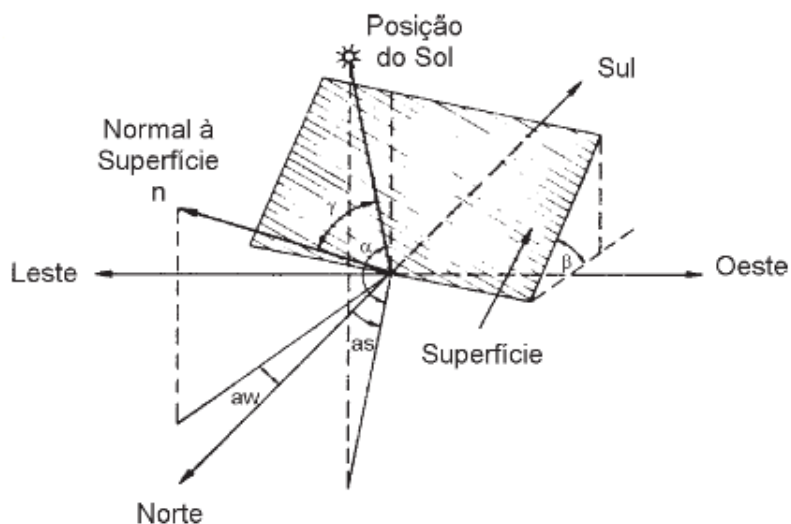


Figura 6: Ilustração dos Ângulos a_w , β e γ [2].

2.2 - Efeito Fotovoltaico

Existem na natureza materiais classificados como semicondutores, que se caracterizam por possuírem uma banda de valência totalmente preenchida por elétrons e uma banda de condução totalmente “vazia” a temperaturas muito baixas.

O semicondutor mais usado é o Silício. Seus átomos formam uma rede cristalina, formando quatro elétrons de ligação que se ligam aos vizinhos. Ao se adicionar átomo de fósforo (dopante n), que é um átomo com cinco elétrons de ligação, haverá um elétron em excesso e então, este fica “sobrando” e sua ligação com o átomo de origem, se torna fraca. Com pouca energia térmica, este elétron se torna livre, indo para a banda de condução.

Quando o semicondutor é dopado com boro, que é um átomo com três elétrons de ligação, haverá falta de um elétron para satisfazer as ligações com os átomos de Silício. Esta falta de elétron é denominada buraco ou lacuna, e ocorre que com pouca energia térmica, um elétron de um sítio vizinho pode passar a esta posição fazendo com que o buraco se desloque.

Se, a partir do silício puro, forem introduzidos em uma metade, átomos de boro e em outra, átomos de fósforo, será formada a chamada junção pn onde os elétrons livres passam a preencher os buracos. Estas cargas aprisionadas formam um campo elétrico permanente que dificulta a passagem de mais elétrons de n para o lado p até que nenhum elétron remanescente consiga passar para o lado p.

Se uma junção pn for exposta a fótons com energia maior que o gap (margem de energia), ocorrerá a geração de pares elétron-lacunas; se isto acontecer na região onde o campo elétrico é diferente de zero, as cargas serão aceleradas, gerando assim, uma corrente através da junção; este deslocamento de cargas dá origem a uma diferença de potencial ao qual se chama Efeito Fotovoltaico. Se duas extremidades do Silício forem conectadas a um fio, haverá circulação de corrente [7]. Esse processo é ilustrado na figura 7.

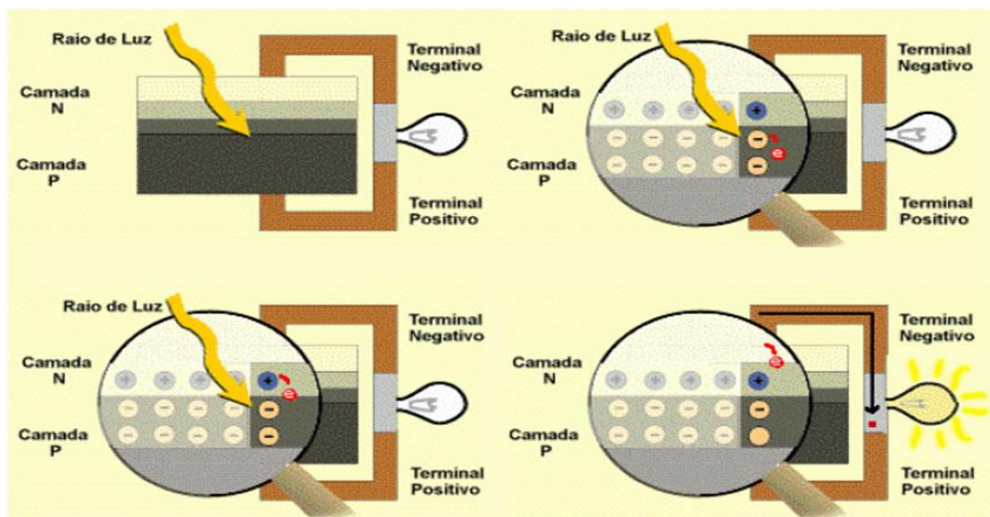


Figura 7: Ilustração do Efeito Fotovoltaico - CRESESB/CEPEL [7].

2.3 – Células Fotovoltaicas

As tecnologias fotovoltaicas podem ser classificadas como **primeira geração** (silício mono e policristalino), **segunda geração** (silício amorfo e filme fino) ou **terceira geração** (concentrador fotovoltaico).

Silício Cristalino

Historicamente, esse tipo de Silício é a mais usada e comercializada. A utilização do silício cristalino na fabricação de células fotovoltaicas se divide em dois grupos: os monos e os policristalinos (figura 8).

Os monocristalinos são assim chamados por possuir uma estrutura homogênea em toda sua extensão. Para fabricação de uma célula fotovoltaica desse grupo, é necessário que o silício tenha 99,9999% de pureza. A obtenção desse tipo de silício é mais cara do que do silício policristalino, porém tem-se maior eficiência na conversão.

As técnicas de fabricação das células policristalinas são distintas da fabricação das células monocristalinas e é requerido menor gasto de energia e também menor rigor no controle do processo de fabricação [8].

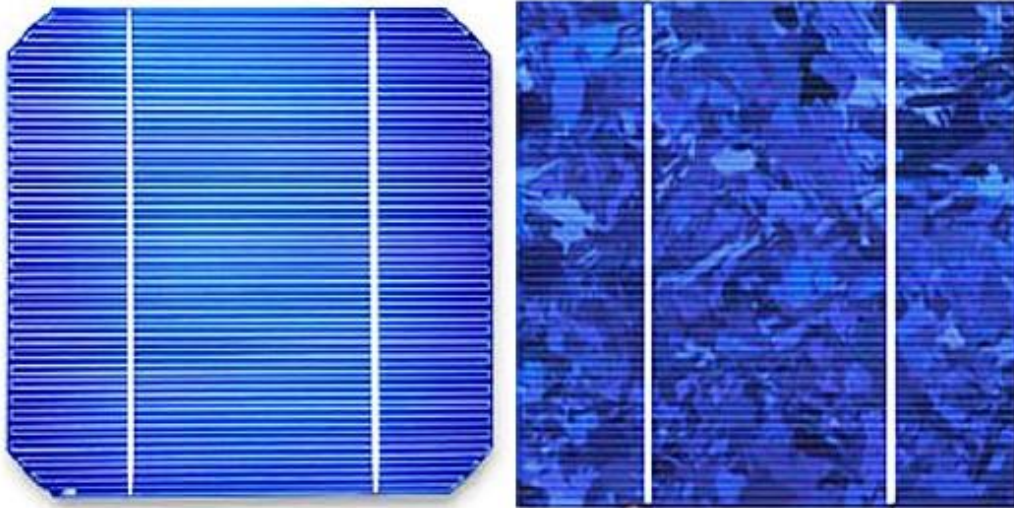


Figura 8: Célula de Silício Monocristalino (Esquerda) e Policristalino (Direita) [9].

Filmes Finos

As células de filmes finos (figura 9) são produzidas por meio de um processo de depósito de camadas extremamente finas de material semicondutor. São revestidas de proteção mecânica, como vidro e plástico. Os materiais semicondutores comercialmente utilizados na fabricação dos filmes finos são Silício Amorfo (a-Si), Telureto de Cadmio ou Disseleneto de Cobre Índio Gálio (CIGS) [10].



Figura 9: Células de Filme Fino [10]

Por serem depositados sobre diversos tipos de substratos de baixo custo (plásticos, vidros e metais), os filmes finos constituem tecnologia de baixo custo. Quando comparado com as formas cristalinas do silício, o gasto de energia na fabricação de células de filme fino é menor, mas a eficiência na conversão da energia também é menor. Além disso, a eficiência de conversão nessa tecnologia diminui mais acentuadamente logo nos primeiros meses após a instalação, embora seja menos afetada por temperaturas mais elevadas [11].

Concentrador Fotovoltaico

Essa tecnologia consiste em usar espelhos parabólicos para concentrar os raios solares em uma área menor e, dessa forma, aumentar a eficiência da absorção de irradiação, utilizando menor quantidade de Células Fotovoltaicas [11]. A demonstração dessa tecnologia está na figura 10.



Figura 10: Módulos Concentradores Fotovoltaicos [11].

Com novas tecnologias na fabricação e no tratamento dos materiais usados na produção dos módulos, a tendência é que a eficiência dos módulos solares aumente no decorrer dos anos. Uma projeção realizada segue abaixo.

Tabela 1: Estudo de Projeção da Eficiência dos Módulos para os Próximos Anos [12]

Tecnologia	2010-2015	2015-2020	2020-2030
Silício			
Monocristalino	17-20%	23%	25%
Multicristalino	14-17%	19%	21%
Filmes finos			
Cd -Te	12%	14%	15%
CIS/CIGS	14%	15%	18%
Si-a	10%	12%	15%

As células fotovoltaicas são interligadas em série através de contatos metálicos e são cobertas por um material transparente maleável para assegurar o isolamento entre as células e para proteção contra agentes atmosféricos e tensões mecânicas. Com isso, forma-se um módulo fotovoltaico que, por sua vez, pode ser conectado com outros módulos em série e/ou paralelo formando um arranjo ou um Sistema Fotovoltaico [14].

2.4 – Configurações Básicas

Os Sistemas Fotovoltaicos (SF) podem ser classificados em sistemas interligados à rede, autônomos e híbridos que, em geral, necessitam de algum tipo de armazenamento.

Para este trabalho, será dimensionado um sistema interligado a rede em que toda energia produzida é injetada na rede instantaneamente onde não há armazenamento de energia. Este sistema representa uma fonte complementar ao sistema de distribuição local ao qual está conectado, na figura 11 ilustra esse sistema:

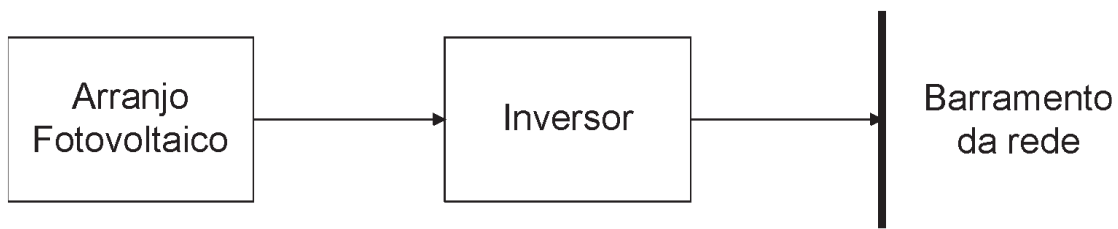


Figura 11: Configuração Básica de Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede (SFCCR) [2].

Para sistemas autônomos, existem várias configurações possíveis para alimentação de carga, tais como:

- Carga CC sem armazenamento de energia: Onde a energia elétrica é usada no momento da geração por equipamentos que operam em corrente contínua (ex. sistema de bombeamento de água com bombas de corrente contínua).
- Carga CC com armazenamento de energia: É o caso que se deseja usar equipamentos elétricos, em corrente contínua, independentemente de haver ou não geração fotovoltaica instantânea. Para tal sistema, é comum o uso de controlador de carga a fim de proteger as baterias de danos por sobrecarga ou descarga profunda de baterias para armazenamento de energia.
- Carga CA sem armazenamento de energia: É sistema cujo arranjo fotovoltaico é conectado direto ao equipamento ou carga por meio de inversor.
- Carga CA com armazenamento de energia: É um sistema semelhante ao CC com armazenamento incluindo o inversor entre a carga, banco de baterias e controlador de carga. Uma ilustração desse sistema segue na figura 12.

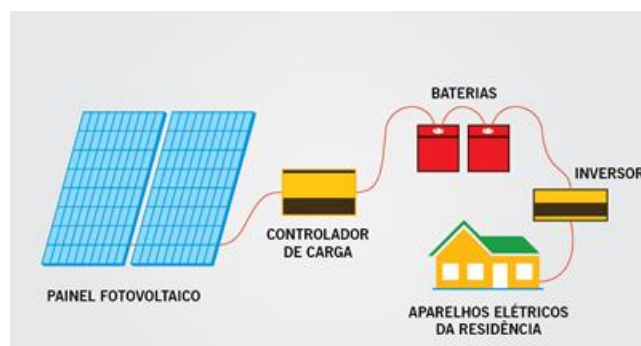


Figura 12: Configuração de Sistema Fotovoltaico com Armazenamento para Carga CA [13].

Os Sistemas híbridos são aqueles que estando desconectados da rede elétrica, existem mais de uma forma de geração de energia, como um gerador a diesel, turbinas eólicas, módulos fotovoltaicos e outras. Uma imagem desse tipo de sistema é ilustrada na figura 13, relativo ao projeto da Casa Solar Eficiente (CSE) do CEPEL (Centro de Pesquisa de Energia Elétrica).

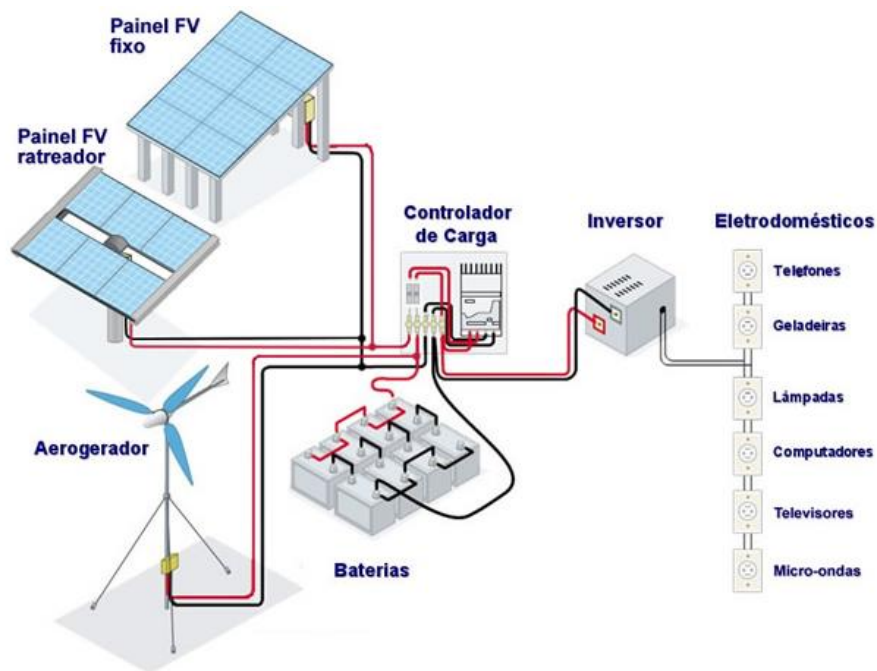


Figura 13: Ilustração de um Sistema Híbrido com Geração Fotovoltaica e Eólica [15].

3 – Componentes de Sistema Fotovoltaico

3.1 – Módulos Fotovoltaicos

Os módulos fotovoltaicos são compostos por um conjunto de células solares que são interconectadas entre si para o fim de transformação da energia proveniente da radiação solar em Energia Elétrica.

As ligações das células estão diretamente relacionadas ao quanto se deseja de produção de energia, corrente e tensão que o módulo deva atender ao projeto de fabricação.

As **Ligações Séries** de células produzem o acréscimo de Tensão de cada célula mantendo a propriedade de Corrente CC de cada célula formando um circuito elétrico simples (CES) do módulo.

As **Ligações Paralelas** das células produzem acréscimo de corrente de cada CES e mantém o nível de tensão dos CES em paralelo envolvidas. Lembrando que, esses conceitos de ligações série e paralelos se mantêm para um Sistema Fotovoltaico para uma determinada quantidade de combinação série e paralelo de módulos fotovoltaicos formando o chamado Arranjo Fotovoltaico.

As células apresentam espessuras muito reduzidas, necessitando de proteção contra esforços mecânicos e fatores ambientais que, na maioria dos casos, é utilizado o vidro que também assegura o isolamento elétrico entre as células e o meio externo evitando em parte acidente com descargas elétricas.

O tipo de encadeamento, o formato das células, o encapsulamento das células, o tipo do material da célula, dependem do fabricante e assim influenciam diretamente em suas características elétricas.

Deve ser dada cuidadosa atenção à combinação série e/ou paralelos das células a serem reunidas, devido às suas características elétricas, pois a incompatibilidade destas características leva a módulos “ruins”, porque as células de maior fotocorrente e fotovoltagem dissipam seu excesso de potência nas células de desempenho inferior comprometendo a eficiência global do módulo fotovoltaico produzindo perdas.

O uso de Sistemas Fotovoltaicos cresce cada vez mais no Brasil, mas ainda é comum o uso de expressões de forma errônea, como por exemplo, a denominação de módulo como painel fotovoltaico, sendo o painel constituído de um ou mais módulos e o módulo constituído de um conjunto de células. Esses conceitos são bem explicitados na Norma NBR 10899 e para facilitar o entendimento segue uma ilustração na figura 14:

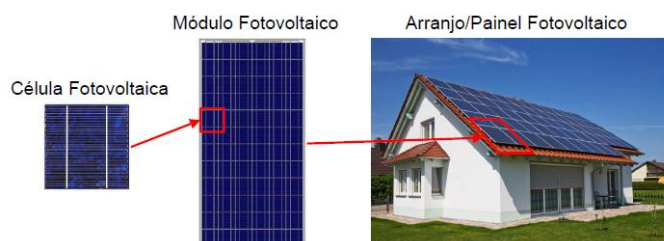


Figura 14: Demonstração dos Diferentes Conceitos [16].

O símbolo e/ou esquemático usado para módulo fotovoltaico é representado na figura 15. Embora ainda seja usado para outras configurações, cada vez mais o símbolo da figura citada tem sido convencionalmente mais adotado para uso exclusivo de módulo fotovoltaico em diagramas e layouts elétricos.

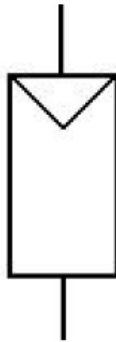


Figura 15: Símbolo Elétrico de um Módulo Fotovoltaico [14].

Esse símbolo elétrico ainda é usado para representar:

- Uma Célula Solar
- Uma Série de Células Solares
- Uma Fileira de Módulos Fotovoltaicos
- Um Arranjo Fotovoltaico
- Uma Planta Fotovoltaica

Geralmente, a potência é a especificação técnica mais usada para classificar o módulo fotovoltaico, na verdade a potência de watt-pico (Wp). Entretanto, este não pode ser o único parâmetro a ser avaliado na elaboração de um projeto.

A potência realmente produzida pelo módulo pode ser encontrada através da curva denominada curva característica $I \times V$, em que para cada ponto o produto Corrente-Tensão representa a potência gerada para aquela condição de operação conforme o exemplo da figura 16.

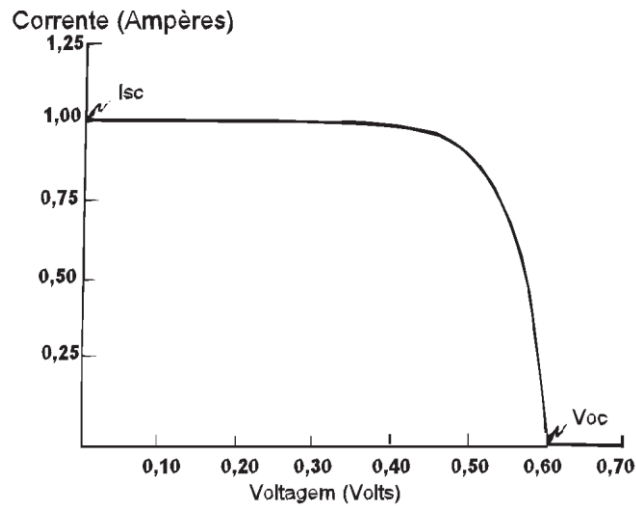


Figura 16: Uma Curva Característica I x V para Determinada Condição Operativa [2].

O valor de V_{oc} (*open circuit voltage*) representa o valor medido através de voltímetro, por exemplo, entre os terminais positivo e negativo. E também o valor de I_{sc} (*short circuit current*) é medido, geralmente, por meio de um amperímetro conectado aos terminais do módulo que corresponde a corrente de curto-circuito.

As principais curvas que modelam o módulo fotovoltaico estão associadas a várias condições operativas, mas as principais são irradiação solar e temperatura de operação. Dos diversos pontos das curvas que modelam o módulo, existe um, em especial, denominado ponto de potência máxima (MPP), do qual se obtêm a tensão no ponto de máxima potência (V_{MPP}) e a corrente no ponto de máxima potência (I_{MPP}) onde é ilustrado na figura 17.

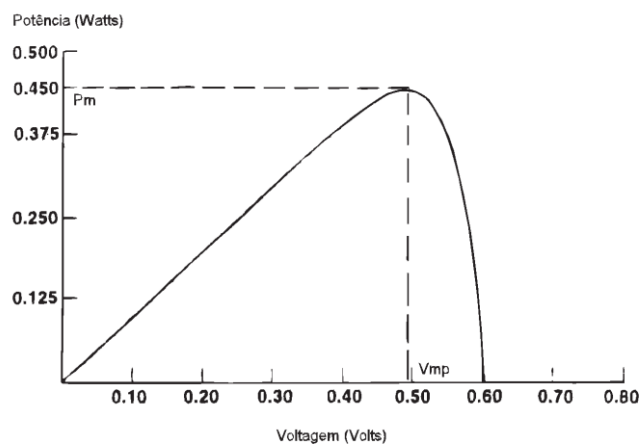


Figura 17: Uma Curva Característica P x V para Determinada Condição Operativa [2].

Outros parâmetros importantes são:

- **Fator de Forma (FF):** É a grandeza que expressa quanto a curva característica I x V se aproxima de um retângulo, pois quanto melhor a qualidade das células no módulo mais próxima da forma retangular será a curva I x V. A definição de FF é explicitado na figura 18.

$$FF = \frac{I_{mpp} \times V_{mpp}}{I_{sc} \times V_{oc}} \quad (1)$$

- A **Eficiência** do módulo é dada por:

$$\eta = \frac{I_{mpp} \times V_{mpp}}{A \times I_c} \quad (2)$$

Onde:

A = área útil do módulo (m²)

I_c = Luz incidente – Potência luminosa incidente (W/m²)

- **Potência Máxima:**

$$P_m = I_{mpp} \times V_{mpp} \quad (3)$$

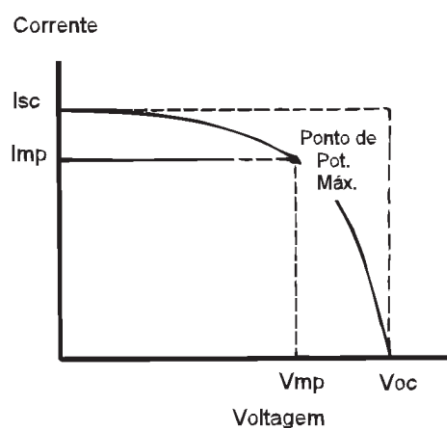


Figura 18: Gráfico para Análise do Fator de Forma [2].

O chamado **Arranjo dos Módulos** pode ser conectado em ligações série e/ou paralelo, dependendo da potência, tensão e corrente desejada.

O efeito da tensão e corrente devido às ligações série e/ou paralelo são os mesmos para células, módulos ou painéis (Dispositivos Fotovoltaicos). Os efeitos são descritos abaixo para combinações de dispositivos idênticos:

- **Dispositivos Fotovoltaicos Conectados em Série:** a conexão é feita de um terminal positivo de um dispositivo a um negativo de outro e assim por diante. Seja V_1, V_2, \dots, V_n tensões de cada dispositivo e a corrente I_1, I_2, \dots, I_n individuais, logo:

As tensões são adicionadas e a corrente é a mesma que de um único dispositivo:

$$V = V_1 + V_2 + \dots + V_n \quad (4)$$

$$I = I_1 = I_2 = \dots = I_n \quad (5)$$

Seja dois módulos A e B idênticos conectados em série aos quais graficamente seus efeitos da combinação são ilustrados na figura 19.

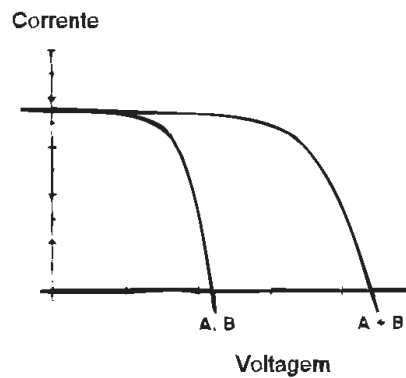


Figura 19: Ilustração do Efeito da Combinação Série de Módulos Idênticos A e B [2].

- **Dispositivos Fotovoltaicos Conectados em Paralelo:** A conexão compreende ligações de terminais positivos e terminais negativos juntos respectivamente. Seja V_1, V_2, \dots, V_n tensões de cada dispositivo e a corrente I_1, I_2, \dots, I_n individuais, logo:

As correntes são adicionadas e a tensão é a mesma que de um único dispositivo:

$$I = I_1 + I_2 + \dots + I_n \quad (6)$$

$$V = V_1 = V_2 = \dots = V_n \quad (7)$$

Sejam dois módulos A e B idênticos conectados em paralelo dos quais graficamente seus efeitos da combinação são ilustrados na figura 20.

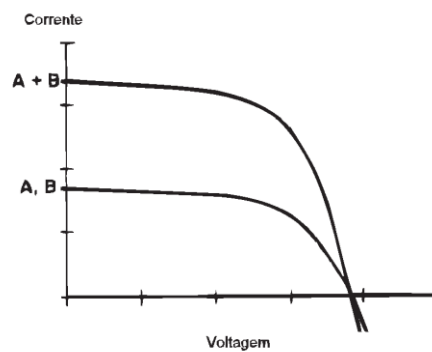


Figura 20: Ilustração do Efeito da Combinação Paralelo de Módulos Idênticos A e B [2].

O efeito da Irradiância e Temperatura para os dispositivos fotovoltaicos (células, módulos e painéis) funcionam da seguinte forma:

- Para Irradiância Solar: A potência de saída é proporcional à quantidade de irradiância solar, ou seja, quanto maior a irradiância direta, maior a corrente e potência de saída gerada pelo módulo. Essas condições são ilustradas nas figuras 21 e 22.

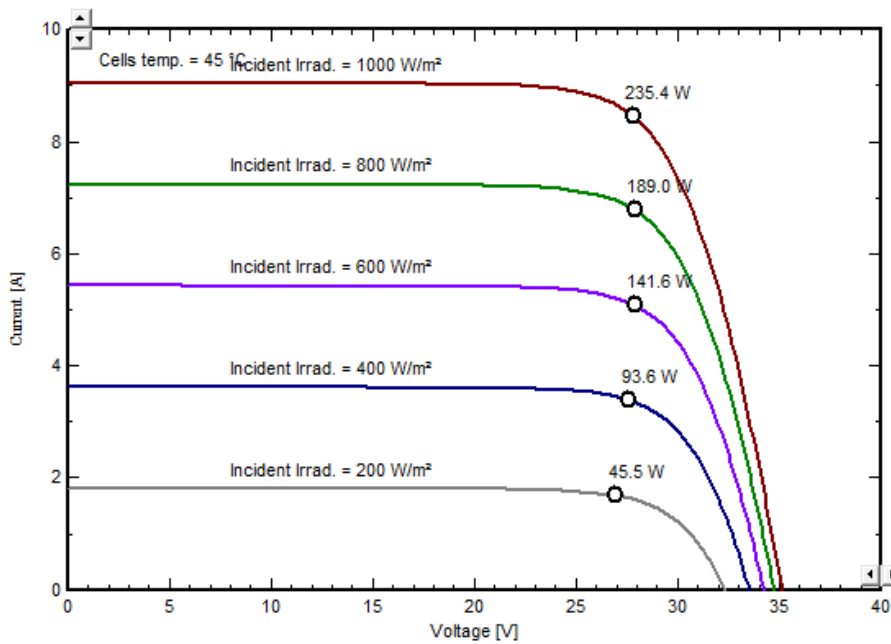


Figura 21: Gráfico I X V para Diferentes Irradiâncias Extraída à Temperatura de 45 °C do Banco de Dados do Software PVsyst do Módulo da Marca Renesola JC255M-24/Bbv.

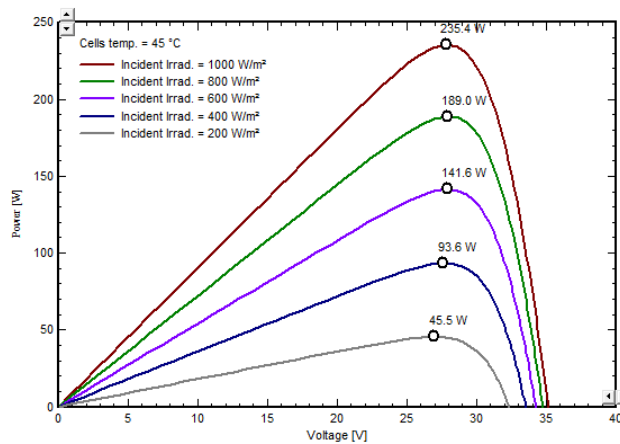


Figura 22: Gráfico P X V para Diferentes Irradiâncias Extraída à Temperatura de 45 °C do Banco de Dados do Software PVsyst do Módulo da Marca Renesola JC255M-24/Bbv.

- Para a Temperatura: A potência de saída é inversamente proporcional ao aumento da temperatura, ou seja, maior temperatura incorre num decréscimo de tensão e por consequência também de potência de saída gerada pelo módulo e em menor escala do que os citados a de corrente. Essas condições são ilustradas na figura 23 e 24.

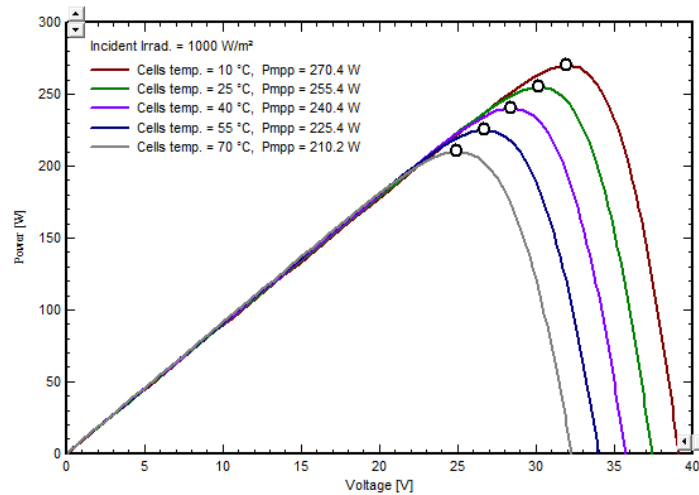


Figura 23: Gráfico P X V para Diferentes Temperaturas à Irradiância de 1000 W/m² do Banco de Dados do Software PVsyst do Módulo da Marca Renesola JC255M-24/Bbv.

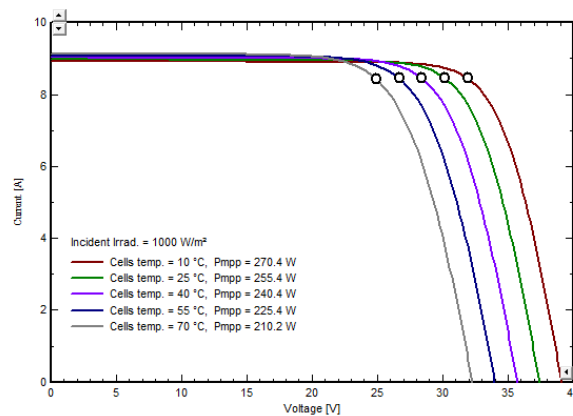


Figura 24: Gráfico I X V para Diferentes Temperaturas à Irradiância de 1000 W/m² do Banco de Dados do Software PVsyst do Módulo da Marca Renesola JC255M-24/Bbv.

3.2 – Inversor

É um equipamento responsável pela conversão de Corrente Contínua (CC) em corrente alternada (CA), também é chamado por vezes Conversor CC-CA e de forma mais restrita como PCU – *Power Conditioning Unit* (Unidade Condicionadora de Potência). O inversor deve ser projetado para dissipar o mínimo de potência, evitando perdas e deve produzir uma tensão com baixo teor de harmônicos e em sincronismo com a rede elétrica a ser conectada e na mesma frequência.

Para aplicações de potência inferior a 5 kW, é recomendável o uso de inversores monofásicos [9]. Lembrando que, a escolha do inversor interfere no desempenho, confiabilidade e custo do Sistema Fotovoltaico e em geral representa aproximadamente 10% do custo total de um Projeto SF [17].

Existem, basicamente, dois tipos de inversores: os inversores de rede (também chamados de *Grid-Tie* ou *Grid-Connected*) e os inversores autônomos (também chamado *Stand-Alone*). Cada um é utilizado para um tipo de configuração do sistema: no primeiro caso o sistema é conectado à rede, e no segundo para um sistema tipo autônomo.

Os inversores *Grid-Connected* transferem energia diretamente ao quadro de distribuição elétrica ou a um transformador de distribuição, caso para um sistema de alta potência.

Os Inversores *Grid-Connected*, por terem a capacidade de serem ligados à rede de distribuição elétrica e fornecerem corrente elétrica a esta, têm aplicação em sistema de Microgeração, permitindo que um utilizador particular, que além de um consumidor seja também um produtor de energia elétrica.

No entanto, uma vez que a rede de distribuição partilhada é do interesse da proprietária, a manutenção de níveis de qualidade do SFCR deve estar dentro de parâmetros aceitáveis. Assim, contrariamente ao inversor *Stand-Alone*, em que é possível estabelecer um compromisso menor com a qualidade da forma de onda e consequentemente um menor custo, os Inversores *Grid-Connected* são impostos limites muito rígidos relativamente à distorção que a forma de corrente pode apresentar, assim como à frequência e sincronismo com a onda da tensão de rede que será mais bem abordado no capítulo 4.

Os Inversores *Grid-Connected* fabricados atualmente possuem as seguintes funções:

- **Conversão CC – CA**
- **Ajuste do ponto operacional do Inversor ao MPPT do Gerador Fotovoltaico**
- **Registro de Dados Operacionais**
- **Desconexão automática ou Manual da Rede**
- **Dispositivos de Proteção CA e CC:**
- **Proteção contra Sobrecargas**
- **Proteção contra Sobretensões**
- **Proteção contra Troca de Polaridade**
- **Anti – Ilhamento**
- **Proteção contra excessiva Elevação de Temperatura**

Em alguns casos são utilizados inversores sem transformador, o que em geral reduz as perdas na transformação, porém requerem um sistema de proteção mais completo.

Segundo recentes estudos do LABSOLAR (UFSC), existem pouca variação de produção de energia para Inversores subdimensionados ao **Gerador Fotovoltaico**. O percentual de potência dos inversores com relação ao SF é comumente usado por projetistas na faixa de 85% até a potência nominal plena do Gerador Fotovoltaico [18].

A faixa citada no dimensionamento tem sido mais aplicada do que as de estudos anteriores, que diziam que $0,7 \times P_{SF} < P_{INV\ DC} < 1.2 \times P_{SF}$ [5] deveria servir como parâmetro de dimensionamento. Cabe ressaltar que esse comparativo é baseado na relação de energia x custos, em que os inversores, como já foram citados, custam em média 10% do projeto.

Os Inversores Autônomos (tipo *Stand-Alone*) são utilizados em sistemas autônomos. Normalmente, esses sistemas possuem banco de baterias que armazena energia produzida pelos módulos fotovoltaicos. Por isso, esses inversores, além da conversão CA/CC, precisam tolerar flutuações de tensão das baterias e proteger as baterias contra descarga profunda [14].

A eficiência de conversão do inversor depende do método de conversão e filtragem utilizadas para suavizá-la e eliminar os harmônicos indesejados, que resultam no processo de conversão. Esta eficiência caracteriza perdas da conversão da corrente CC em CA que são ocasionadas pelo transformador (nos que possuem), pelos comutadores eletrônicos, pelo controlador e pelos dispositivos de registros operacionais. A eficiência de conversão é dada pela relação:

$$\eta = \frac{\text{Potência de Saída Efetiva } P_{ac} \text{ (da componente fundamental)}}{\text{Potência de Entrada Efetiva } P_{dc}} \quad (8)$$

3.2.1 - Sistema de Seguidor do Ponto de Máxima Potência (MPPT)

A potência de saída de um módulo pode ser estimada analisando-se uma família de curvas I x V conforme as figuras 16 e 17. Um dos pontos de maior interesse nesta curva é o ponto de máxima potência (também conhecido como “**Joelho**” da curva). Uma vez conhecida a curva I x V, a potência fornecida pela célula fotovoltaica pode ser calculada pelo produto da corrente pela tensão.

Ao longo do dia, o arranjo fotovoltaico está submetido a diferentes níveis de radiação e de temperatura e observa-se que o ponto de máxima potência “oscila” dentro de uma faixa. Para otimização do ponto de operação, que são capazes de aumentar o rendimento da geração, utiliza-se sistema de controle eletrônico, comumente chamados de **MPPT** - *Maximum Power Point Tracker*, que opera de modo a regular a tensão e corrente de operação do arranjo fotovoltaico, a fim de obter o máximo do produto I x V.

Esse sistema atualmente faz parte da maioria dos sistemas operacionais dos Inversores *Grid-Connected* aumentando a eficiência dos sistemas fotovoltaicos.

3.3 – Diodo de Bloqueio

O diodo de bloqueio pode promover o desacoplamento de fileira de módulos ou de um módulo individual, em caso de ocorrer um curto-circuito ou o sombreamento de uma fileira ou de apenas um módulo na fileira. Nessa situação, as fileiras e/ou os módulos restantes poderão continuar a funcionar sem serem perturbadas.

Geralmente, para projetos aplica-se diodo de bloqueio para fileiras para não onerar o projeto. Sem os diodos de bloqueio nas fileiras uma corrente inversa fluiria no sentido inverso da fileira afetada a ponto de danificar o sistema fotovoltaico.

A tensão do diodo de bloqueio da fileira deve ser, obrigatoriamente, igual ao dobro da tensão de circuito aberto (V_{oc}) da fileira sob condições STC [5].

Durante a operação do sistema fotovoltaico, os diodos de bloqueio estão diretamente polarizados. Isto permite que a corrente da fileira flua através dos diodos de bloqueio das fileiras (normalmente são necessários dissipadores de calor).

A circulação de corrente provoca perdas de potência nos diodos de **0,5 a 2,0 %** e que resulta na queda de tensão nos terminais do diodo de **0,5 a 1,0 V**. Por esse motivo, nos sistemas sombreados, a produção energética para sistemas que usem diodos de bloqueio, não é significativamente maior à dos sistemas que não possuem diodos de bloqueio. As perdas devido às correntes reversas podem ser compensadas pelas perdas originais pelas quedas da tensão aos terminais do diodo. [5]

3.4 – Dissipador de Calor

São dispositivos que têm por finalidade a proteção dos diodos de bloqueio de fileira contra aumento de temperatura, devido à circulação de corrente de operação do SF e são acoplados nos próprios diodos.

3.5 – Fusíveis de Fileira (Corrente Contínua)

Os fusíveis de fileira protegem os cabos contra sobrecargas e são concebidos para funcionar em corrente contínua. Os diodos de bloqueio de fileira e fusíveis são aplicados ao circuito dos arranjos conforme a figura 25.

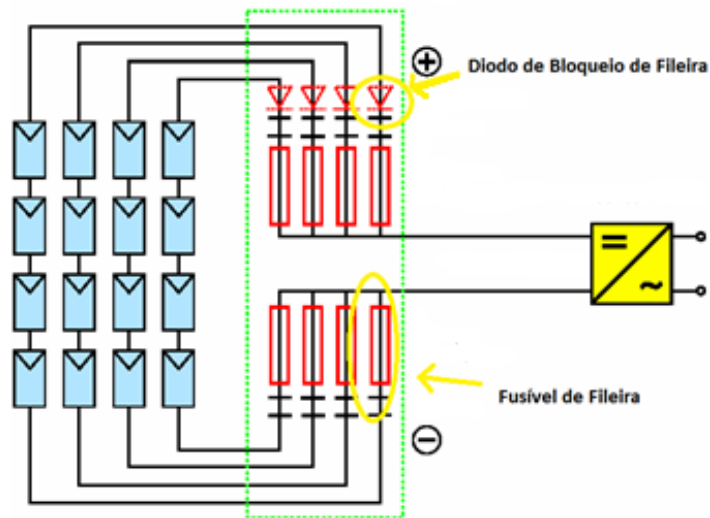


Figura 25: Localização Elétrica dos Diodos de Bloqueio e Fusíveis em Arranjos de SF - Adaptado [5].

3.6 – Disjuntores

O disjuntor é um dispositivo de manobra capaz de conduzir, estabelecer e interromper correntes normais e anormais especificadas pelo sistema em determinado ponto operacional.

O disjuntor é capaz de [14]:

- Interromper de forma rápida a corrente de curto circuito (I_{cc});
- Suportar a tensão do circuito em que está instalado com os contatos abertos;
- Suportar os efeitos do arco-elétrico, bem como os efeitos eletromagnéticos, mecânicos do primeiro meio-ciclo da corrente de curto e os efeitos térmicos da corrente estabelecida.

A figura 26 ilustra um disjuntor para Corrente Contínua para SF.



Figura 26: Disjuntores ABB S800 PV-M [20].

3.7 – Dispositivos de Proteção de Surtos (DPS)

Sistemas fotovoltaicos geralmente se localizam nas partes externas de edifícios e construções, por isso podem ser submetidos a uma descarga atmosférica direta.

Para o local escolhido, Bloco G da COPPE – UFRJ, não foi verificado em visita em agosto de 2012 um SPDA (Sistema de Proteção contra Descarga Atmosférica) próximo ao local, sendo assim foi considerado que o local do projeto não conta com SPDA.

A instalação de módulos fotovoltaicos em telhados não aumenta o risco de uma descarga elétrica direta. Entretanto, o uso de Sistemas de Proteção contra Descarga Elétrica (SPDA) continua sendo necessário e é a única forma prática de proteção contra os efeitos de uma descarga elétrica promovida por um raio.

Sobretensões em sistemas fotovoltaicos não são originadas apenas de agentes atmosféricos, sendo necessário considerar sobretensões, devido a mudanças na rede elétrica. Estas mudanças são ocasionadas por manobras e/ou perturbações na rede e em menor escala por acionamentos e desligamentos de equipamentos elétricos de grande porte conectados a ela. Sobretensões podem ser prejudiciais tanto para os inversores quanto para os módulos fotovoltaicos.

Os efeitos indiretos de descargas atmosféricas podem ser atenuados pela adequada utilização dos dispositivos de proteção contra surtos (DPS). Estes efeitos indiretos ocorrem quando uma descarga atmosférica acontece nas proximidades de uma estrutura em que a indução eletromagnética gera uma sobretensão nos condutores, sendo um grande perigo para pessoas e equipamentos.

Dispositivos de proteção de surtos (DPS) são necessários nos lados CC e CA do sistema fotovoltaico. Sua configuração de instalação é geralmente sugerida nos manuais de instalação dos inversores atuais. Além disso, é importante observar as normas do país de origem da instalação, no caso do Brasil Norma NBR 5410, garantindo assim a perfeita proteção dos módulos e inversores, conforme ilustração na figura 27, para o caso de uma edificação sem Sistema de Proteção de Descarga Atmosférica e com saída monofásica de um inversor [24].

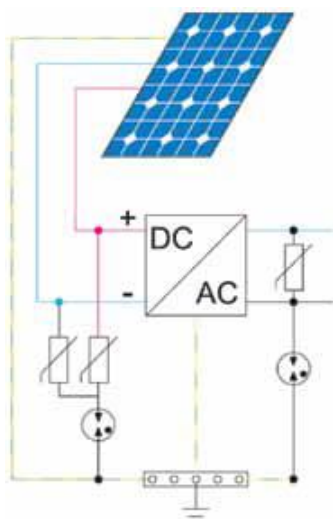


Figura 27: Uso de Dispositivo de Proteção de Surto em Sistemas Fotovoltaicos para Prédios sem Para-Raios [24].

3.8 – Sistema de Aterramento

Tanto o uso dos DPS e do sistema de aterramento não são itens obrigatórios para conexão junto a Concessionária Light SESA e, além disso, também encarece o projeto, porém são itens de segurança importantes para evitar acidentes e danos de equipamentos no uso do SFCR.

Para plantas fotovoltaicas em nível de Microgeração pode se considerar que o sistema de aterramento seja de uso centralizado, conforme figura 28, com a finalidade de escoamento de correntes indesejadas provenientes, por exemplo, dos inversores e módulos que possam escoar nas carcaças desses componentes ou até mesmo nas estruturas metálicas de fixação dos módulos.

E, por fim, recomenda-se o aterramento das estruturas de alumínio de fixação dos módulos fotovoltaicos ao circuito de proteção.

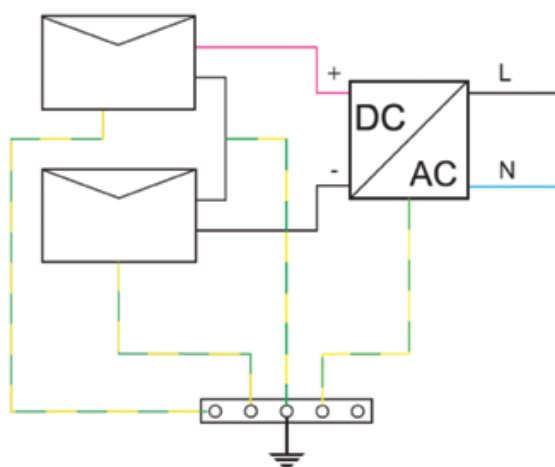


Figura 28: Sistema com Aterramento Centralizado [24].

3.9 – Medidores de Energia

Os medidores têm a importância da medição de quanto de energia será injetada na rede por meio do SFRC.

Para o caso deste Projeto ser Microgeração, conforme enquadrado na Resolução 482/12 – ANEEL pela Potência de Geração, deve – se utilizar sistema de medição tipo bidirecional que deve, no mínimo, diferenciar a energia elétrica ativa consumida, da energia elétrica ativa injetada na rede [22].

Para este Projeto será usado o medidor de quatro quadrantes (ou seja, nos “quatro quadrantes do gráfico de fluxo de potência”, caracterizando medição de consumo de potência ativa e reativa e de injeção destas mesmas na rede local). O objetivo da escolha desse equipamento visa melhor monitoramento da planta fotovoltaica na questão da qualidade e quantidade de energia produzida. Cabe ressaltar que este medidor deve atender aos requisitos exigidos pela ANEEL.

4 – Regulamentações da ANEEL e Normas Técnicas da Distribuidora Local

Este projeto é classificado, segundo a ANEEL, como Microgeração Distribuída. A definição deste tipo de geração é transcrita a seguir.

“Microgeração Distribuída: central geradora de energia elétrica, com potência instalada de valor menor ou igual a 100 kW e que utiliza fontes com base em energia hidráulica, solar, eólica, biomassa ou cogeração qualificada, conforme regulamentação da ANEEL, conectada na rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras” [22].

Este projeto é enquadrado como **Sistema de Compensação de Energia Elétrica**, conforme descrição abaixo da mesma resolução da ANEEL da citação do parágrafo anterior e é transcrita a seguir como:

“Sistema de Compensação de Energia Elétrica: Sistema no qual a energia ativa injetada por unidade consumidora com microgeração distribuidora ou mineração distribuição é cedida, por meio de empréstimo gratuito, à distribuidora local e posteriormente compensada com o consumo de energia elétrica ativa dessa mesma unidade consumidora ou de outra unidade consumidora de mesma titularidade da unidade consumidora onde os créditos foram gerados, desde que possua o mesmo Cadastro de Pessoa Física (CPF) ou Cadastro de Pessoa Jurídica (CNPJ) junto ao Ministério da Fazenda” [22].

Quanto a requisitos técnicos de conexão, o projeto deve atender às regras do PRODIST relativos à conexão em seus módulos em especial o módulo 3 (seção 3.7). Lembrando que o PRODIST, ou seja, Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional são documentos elaborados pela ANEEL e normatizam e padronizam as atividades técnicas relacionadas ao funcionamento e desempenho dos sistemas de distribuição de energia elétrica.

Na seção 3.7 foram elaboradas classificações exclusivamente para Micro e Minigeração Distribuídas com requisitos definidos na tabela 2:

Tabela 2: Níveis de Tensão Considerados para Conexão de Micro e Minicentrais Geradoras – PRODIST- ANEEL, Adaptado [21]

Potência Instalada	Nível de Tensão da Conexão
< 10 kW	Baixa Tensão (monofásico, bifásico ou trifásico)
10 a 100 kW	Baixa Tensão (Trifásico)
101 a 500 kW	Baixa Tensão (trifásico)/ Média Tensão
501 kW a 1MW	Média Tensão

Nota 4.1: A quantidade de fases e o nível de tensão de conexão da central geradora serão definidos pela distribuidora em função das limitações técnicas da rede.

Diante disso, a tabela que deve ser adotada para o projeto deve ser a do **Procedimento para Conexão de Microgeração e Minigeração ao Sistema de Distribuição da Light SESA BT e MT – Até 34,5 kV** [21], pois o local é atendido por esta distribuidora e será referência deste trabalho, ou seja, a tabela 3.

Tabela 3: Categoria de Conexão em Função da Potência, Adaptado [23].

Potência Instalada	Categoria de Conexão
< 10 kW	Monofásico, bifásico ou trifásico
10 a 1000 kW	Trifásico
< 15 kW (Em Rede Rural monofásica Com transformador exclusivo)	Monofásico

Os requisitos mínimos do ponto de conexão da Micro e Minigeração Distribuída definidos na tabela da distribuidora local [23] possuem menos itens que a do PRODIST da ANEEL [21], e diante disso, foi colocada a tabela do PRODIST como referência de projeto, já que os itens “faltantes” são mencionados em outro momento nos Procedimentos de Conexão da Distribuidora. Os requisitos “faltantes” estão em verde na tabela 4 e os restantes em azul.

Tabela 4: Requisitos de Proteção, Adaptado [25]

Requisitos de Proteção	Potência Instalada		
	Até 100kW	101 a 500kW	501 kW a 1 MW
Elemento de desconexão	Sim	Sim	Sim
Elemento de Interrupção	Sim	Sim	Sim
Transformador de Acoplamento	Não	Sim	Sim
Proteção de sub e sobretensão	Sim	Sim	Sim
Proteção de sub e sobrefrequência	Sim	Sim	Sim
Proteção contra desequilíbrio de corrente	Não	Não	Sim
Proteção contra desbalanço de tensão	Não	Não	Sim
Sobrecorrente direcional	Não	Não	Sim
Sobrecorrente com restrição de Tensão	Não	Não	Sim
Proteção de sobrecorrente	Sim	Sim	Sim
Relé de Sincronismo	Sim	Sim	Sim
Anti-Ilhamento	Sim	Sim	Sim
Estudos de Curto Circuito	Não	Sim	Sim
Medição	Sistema de Medição Bidirecional	Medidor 4 Quadrantes	Medidor 4 Quadrantes
Ensaio	Sim	Sim	Sim

Alguns destes itens de requisitos mínimos são esclarecidos a seguir:

- **Elemento de desconexão:** Chave seccionadora sob carga, que deve ser instalada em local visível e acessível concessionária, conhecida como Dispositivo de Seccionamento Visível (DSV) instalado após medidor bidirecional, a qual pode operá-la para garantir a desconexão da central geradora em operações em manutenção na rede.
- **Elementos de Interrupção:** A central deve ser conectada através de um dispositivo de interrupção. Geralmente, um disjuntor ou fusível adequado.

Nota: Os Inversores utilizados em usinas fotovoltaicas conectadas à rede (*Grid-Connected/Grit-Tie*) possuem uma série de funcionalidades que simplificam bastante a instalação e atendem aos seguintes requisitos mínimos de proteção.

- **Proteção de sub e sobre frequência:** Estas proteções já se encontram embutidas no inversor e havendo qualquer anormalidade na rede elétrica desse tipo, o inversor isola a conexão com a rede e inibe o religamento, até que a frequência e outros parâmetros elétricos se encontrem em níveis normais novamente.
- **Proteção de sub e sobretensão:** Assim como no caso anterior, as proteções já estão embutidas no inversor. Havendo qualquer anormalidade na rede elétrica deste tipo, o inversor isola a conexão com a rede e inibe o religamento até que a tensão e outros parâmetros elétricos se encontrem em níveis normais novamente.
- **Proteção de sobrecorrente:** Esse tipo de proteção pode ser realizado pelo disjuntor termomagnético, principal na entrada da construção no ponto de conexão entre as instalações da acessada e do acessante.
- **Medição:** Deve ser instalado pela acessada um medidor bidirecional de energia para quantificar o saldo de créditos obtidos pela acessante.
- **Ensaio:** Os ensaios são os testes realizados no comissionamento do projeto pelos responsáveis técnicos do projeto e pela distribuidora de energia para validação dos atendimentos dos requisitos de qualidade e proteção, por exemplo, podem-se utilizar aparelhos como multímetro e fasímetro para medições.
- **Anti-ilhamento:** O inversor deve ter a capacidade de desacoplar-se da rede através de proteção anti-ilhamento, sempre que houver desligamento da rede da Light.

As concessionárias de energia são responsáveis em distribuir energia de qualidade para seus clientes. Portanto, sistemas anti-ilhamento são necessários porque:

1. A concessionária não pode controlar a tensão e a frequência de um sistema ilhado, criando a possibilidade de danos ao equipamento do consumidor autoprodutor em uma situação em que a concessionária não tem o controle.
 2. A concessionária, ligada ao sistema de pequena geração, pode ser responsabilizada pelos danos causados aos equipamentos elétricos dos consumidores ligados à sua linha de distribuição.
 3. O ilhamento pode causar danos aos operários da concessionária que trabalham nas linhas de alimentação supondo que o sistema está completamente desenergizado.
 4. Permanecer em situação de ilhamento pode resultar em intermitência da linha ou danos aos equipamentos de distribuição, ou a outro equipamento conectado, por causa do defasamento gerado. O ilhamento pode interferir na religação manual ou automática da rede principal.
- **Relé de Sincronismo:** O inversor conectado à rede emula a tensão da mesma definindo a frequência de comutação interna, a fim de maximizar a produção dos arranjos de painéis fotovoltaicos. Diante disso, o inversor sempre está em sincronismo e, uma vez que a referência de tensão sai dos parâmetros estabelecidos, o inversor isola o circuito da planta e da rede, interrompendo a produção.

A sincronização e religamento do sistema são feitos de forma automática, assim que o inversor reunir condições operativas normais. Lembra-se que o relé de sincronismo pode ser de fase, frequência, fluxo de potência, subtensão, sobretensão e outras funções necessárias na conexão de geradores rotativos baseados em máquinas síncronas ou assíncronas, mas com o uso do inversor todas essas funções são supridas. Existem funções não exigidas para microgeração nos inversores que são:

- **Transformador de acoplamento:** Não se aplica.
- **Proteção contra desequilíbrio de corrente:** Não se aplica.
- **Proteção contra desbalanço de tensão:** Não se aplica.
- **Sobrecorrente direcional:** Não se aplica.
- **Sobrecorrente com restrição de Tensão:** Não se aplica.
- **Estudos de Curto Circuito:** Não se aplica.

O controle de qualidade de energia injetada na rede é realizado pelo inversor, sendo que os valores de referência das grandezas elétricas são estipulados por normas e verificados em testes de laboratórios que certificam os equipamentos, ou seja, a escolha do equipamento deve ser feita baseada em certificação pelo INMETRO e de seus laboratórios acreditados ou até por Órgãos Internacionais de Normatização por meio de suas normas. Esses equipamentos certificados eximem o autoprodutor de energia de realizar ensaios que são descritos no módulo 8, seção 8.1 do PRODIST- ANEEL, porém o equipamento deve atender aos requisitos prioritariamente da distribuidora de energia local além do PRODIST.

As normas e regras que regem a avaliação da conformidade desses inversores são:

- ABNT NBR 16149:2013
- ABNT NBR 16150:2013
- IEC 61727:2004
- IEC 62116:2008
- IEC 62109-1:2010

Nota 4.2: A forma de conexão do SFRC com a Light SESA deverá ser conforme figura 29.

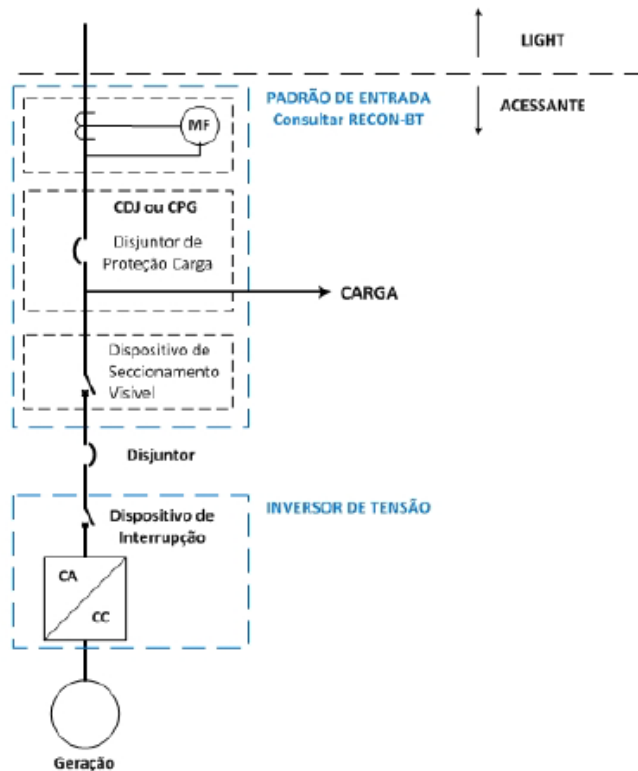


Figura 29: Forma de Conexão do Acessante (Através do Inversor) à Rede Básica de BT da Light SESA [27].

5 – Procedimentos de acesso

As etapas do Processo de Acesso ao Sistema de Distribuição aplicam-se tanto a novos acessantes quanto à alteração de geração. Para a viabilização do acesso ao sistema elétrico é necessário o cumprimento das etapas de solicitação de acesso e parecer de acesso. Essas etapas são apresentadas na tabela 5 a seguir.

Tabela 5: Etapas de Acesso de Microgeradores e Minigeradores ao Sistema de Distribuição da Light SESA [23].

ETAPA	AÇÃO	RESPONSÁVEL	PRAZO
1. Solicitação de acesso	(a) Formalização da solicitação de acesso, com o encaminhamento de documentação, dados e informações pertinentes, bem como dos estudos realizados.	Acessante	-
	(b) Recebimento da solicitação de acesso.	Distribuidora	-
	(c) Solução de pendências relativas às informações solicitadas	Acessante	Até 60 (sessenta) dias após a ação 1(b)
2. Parecer de acesso	(a) Emissão de parecer com a definição das condições de acesso.	Distribuidora	i. Se não houver necessidade de execução de obras de reforço ou de ampliação no sistema de distribuição, até 30 (trinta) dias após a ação 1(b) ou 1(c). ii. Para central geradora classificada como Minigeração distribuída e houver necessidade de execução de obras de reforço ou de ampliação no sistema de distribuição, até 60 (sessenta) dias após a ação 1(b) ou 1(c).
3. Contratos	(a) Assinatura dos Contratos, quando couber, e do Relacionamento Operacional	Acessante e Distribuidora	Até 90 (noventa) dias após a ação 2(a)
4. Implantação da conexão	(a) Solicitação de vistoria / comissionamento	Acessante	Definido pelo Acessante
	(b) Realização de vistoria / comissionamento.	Distribuidora	Até 30 (trinta) dias após a ação 4(a)
	(c) Entrega para Acessante do Relatório de vistoria / comissionamento.	Distribuidora	Até 15 (quinze) dias após a ação 4(b)
5. Aprovação do ponto de conexão	(a) Adequação das condicionantes do Relatório de comissionamento.	Acessante	Definido pelo Acessante
	(b) Aprovação do ponto de conexão, liberando-o para sua efetiva conexão	Distribuidora	Até 7 (sete) dias após a ação 4(c), desde que não haja pendências.

Nota: As responsabilidades das obras para a viabilidade da conexão do sistema à rede são bem definidas nos Procedimentos de Conexão para Microgeração e Minigeração da Distribuidora [23].

6 – O Projeto

6.1 - Avaliação do Potencial Energético Solar

O primeiro passo para o dimensionamento de um sistema fotovoltaico é a avaliação do potencial energético solar do local do projeto, que constitui a quantidade de irradiação global incidente sobre os módulos fotovoltaicos de forma que se possa calcular a estimativa de energia gerada.

Nem sempre no Brasil os dados históricos de irradiação estão disponíveis da forma que se precisa para utilizá-los no dimensionamento do sistema. Por isso, é importante consultar as fontes meteorológicas disponíveis já conhecidas e consagradas, tais como:

- Estações Automáticas do INMET (Instituto Nacional de Meteorologia) [25].
- Estações Solarimétricas do **SONDA** (Sistema de Organização Nacional de Dados Ambientais) [26].
- Programa **SunData** para cálculo de irradiação solar diária mensal do CEPEL (Centro de Pesquisa de Energia Elétrica) [27].
- Dados de satélite meteorológicos do site **SWERA** (*Solar and Wind Energy Resource Assessment*) [28].
- **Atlas Brasileiro de Energia Solar** – 2006, publicado pelo INPE [29].
- **Programa Radiasol** – Laboratório de Energia Solar – UFRGS [30].

Com as fontes citadas acima, é importante analisar qual é a mais adequada e coerente, verificando a distância das estações de medição para o local do projeto, histórico de dados e ano das medições disponíveis.

Outra opção é o uso de medições próprias, porém é recomendável que sejam feitas medições no mínimo por um ano para traçar o perfil do recurso solar local. No entanto, pode postergar a implantação do projeto e dependendo do caso encarecer o projeto.

Uma forma bastante conveniente de se expressar o valor acumulado de energia ao longo do dia é por meio do número de horas de Sol Pleno (SP). Esta grandeza reflete o número de horas por dia em que a radiação solar deveria permanecer hipoteticamente constante igual a 1 kW/m^2 , de forma que a energia resultante seja equivalente à energia acumulada para o dia e local em questão. Por análise dimensional, verifica-se que o valor de SP pode ser expresso em $\frac{\text{kWh/m}^2}{\text{kW/m}^2} =$ [horas/dia] (9)

Os métodos de tratamento de dados para a radiação solar utilizam modelos que possuem os seguintes objetivos [14]:

- Traduzir valores medidos no plano horizontal para superfícies inclinada;
- Estimar componente direta e difusa a partir dos dados sobre a radiação global;
- Obter valores de potência ou energia a partir do número de horas insolação;
- Estimar valores horários a partir de valores diários; ou diários a partir mensais e a partir de anuais;

Para o projeto foi escolhido $SP = 5,01 \text{ h/dia}$, dado obtido da referência [28]. Este valor corresponde à radiação global horizontal diária média anual igual a $5,01 \text{ kWh/m}^2.\text{dia}$, incidente no local da instalação, em superfícies voltadas para o norte geográfico, com inclinação de $22,86^\circ$, aproximadamente, onde os dados geográficos são latitude $22^\circ 51' 40,78'' \text{ S}$ e $43^\circ 13' 43,41'' \text{ O}$ e altitude de 14 m .

De posse deste dado, a energia produzida sem perda durante um ano pode ser estimada multiplicando-se o valor de SP pelo número de dias do ano e pela potência de pico do sistema fotovoltaico, para condições de radiação STC (1 kW/m^2).

6.2 – Avaliação do Espaço Físico da Instalação

O dimensionamento de um SF deve levar em conta alguns fatores, tais como: se o local da instalação é plano, pois evita o trabalho com terraplanagem ou armações mais complexas, para casos em que as estruturas dos módulos não estejam apoiadas em superfícies horizontais no local da instalação, e se há uma boa irradiação solar para o projeto.

O local da instalação do projeto será na cobertura do corredor principal do Centro de Tecnologia da UFRJ de frente ao Bloco G, onde estão instalados os cursos de Engenharia Mecânica e de Pós Graduação da COPPE. O projeto ocupará uma área de aproximadamente 204 m² (figura 30) e, para este projeto foi destinado uma distância de 1,74 m entre as bordas das áreas hachuradas em azul e as bordas da laje do corredor principal do CT, com a finalidade da passagem para a manutenção dos painéis e do prédio.

Para o local escolhido não existem construções que produzam significativas perdas por sombreamento, isso será mais bem abordado no tópico **Análise de Sombreamento no Sistema**. O ângulo medido entre a direção Norte - Sul e a faixada do corredor é 64° de desvio azimutal. Lembrando que a direção ideal para módulos solares fixos é o Norte Geográfico para instalações no Hemisfério Sul, o referido ângulo é mostrado na figura 31.

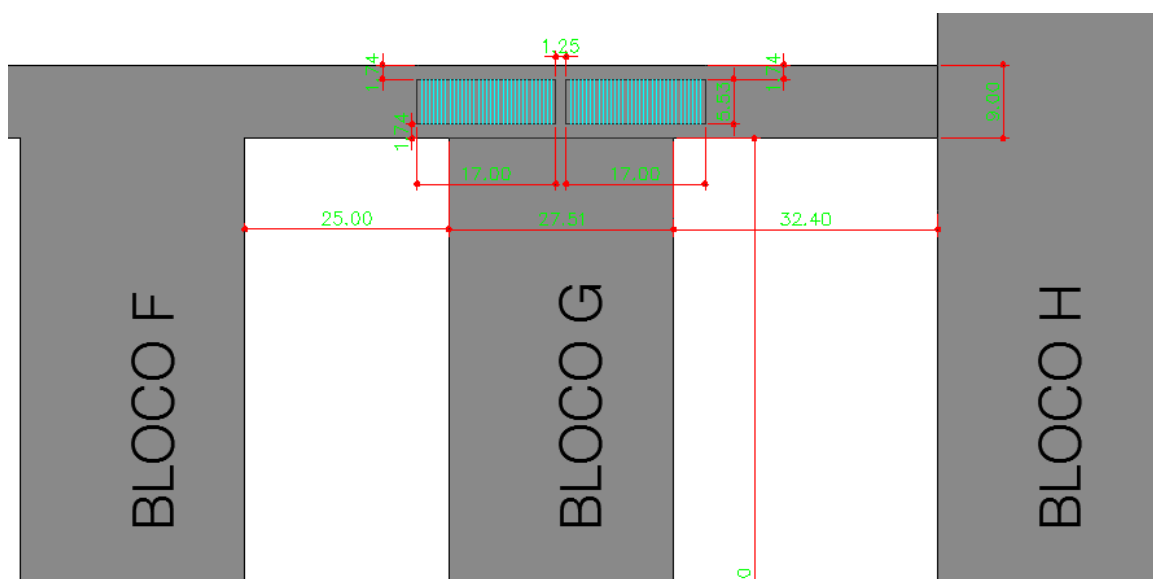


Figura 30: Vista Superior do Local do Projeto com Área Hachurada (escala 1:1).

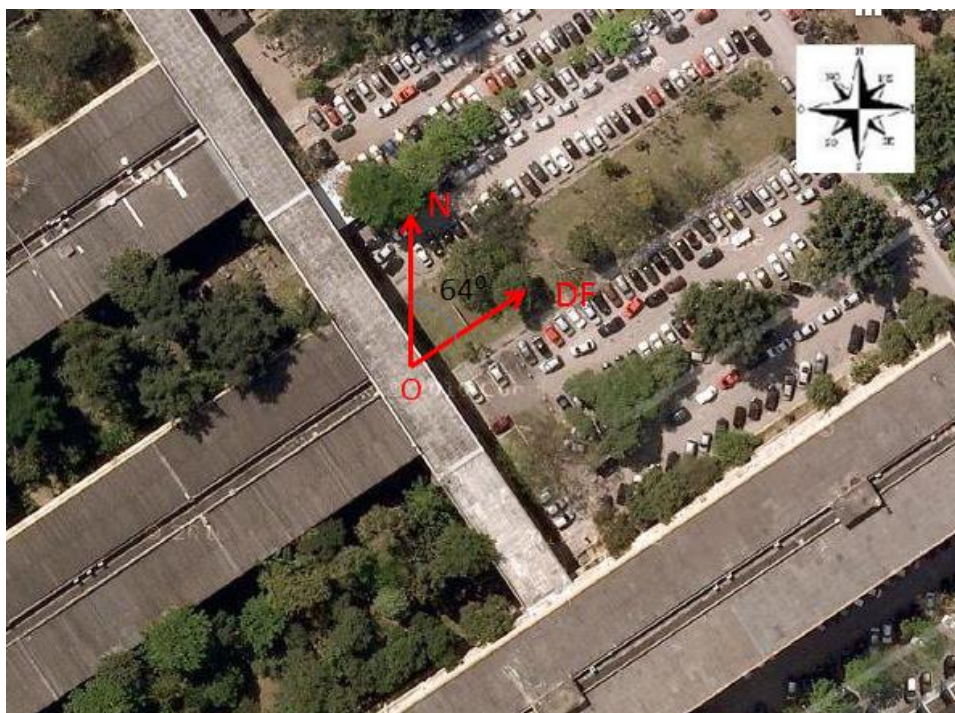


Figura 31: Ângulo Formado entre a Direção Norte - Sul e a Faixada do Corredor Principal do Centro de Tecnologia (UFRJ) – Imagem de Satélite – Google Earth.

6.3 – Módulos Fotovoltaicos

O módulo fotovoltaico previsto para ser utilizado neste projeto é o da marca Renesola modelo poly - Si JC260M-24/Bbv, cuja folha de dados encontra-se no **Anexo IV**. Segundo as especificações elétricas em STC (Para Massa de Ar = 1,5; Irradiância = 1000 W/m² e temperatura da célula de 25 °C), esse módulo tem as características apresentadas na tabela 6.

Tabela 6: Descrições Técnicas do Módulo Fotovoltaico [31].

Marca do módulo fotovoltaico	Renesola
Modelo	JC260M-24-Bbv
Tipo	Poly - Si
Potência Máxima ($P_{m\acute{a}x}$)	260 W
Eficiência (η)	16%
Tensão de máxima potência (V_{mpp})	30,4 V
Corrente de máxima potência (I_{mpp})	8,56 A
Tensão de circuito aberto (V_{oc})	37,6 V
Corrente de curto circuito (I_{sc})	9,09 A
Comprimento	1,640 m
Largura	0,992 m
Área do módulo	1,6268 m ²
Área da célula	243,36 cm ²
Peso	19 Kg
Número de células	60
Número de células/String (padrão)	20

Geralmente, os módulos próximos da faixa de potência-pico do módulo escolhido são fabricados de forma que são distribuídos em 3 “strings” em 60 ou 72 células, respectivamente, formando 3 strings de 20 células ou 3 de 24. Os fabricantes comumente dispõem eletricamente as 3 strings em paralelo com um diodo de by-pass por string na direção do lado de maior tamanho dos módulos (“do retângulo”).

Lembrando que em caso de sombreamento na string o diodo de by-pass funciona como uma chave que “curto-circuita” o circuito para evitar corrente reversa, evitando danos ao módulo, logo para um sombreamento parcial e estando o módulo “deitado”, somente a string que for sombreada ativará o diodo de by-pass, ou seja, o diodo “curtocircuita” a string sombreada, vide a imagem do próprio módulo do projeto em “pé” na figura 32 para compreensão.

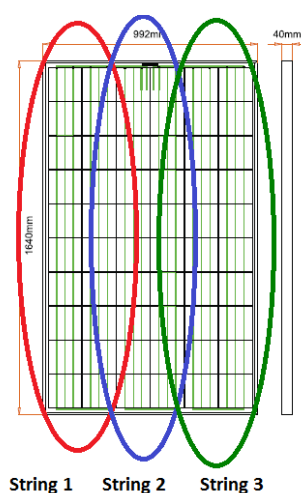


Figura 32: Distribuição das “Strings” das Células no Módulo Fotovoltaico - Adaptado [31].

Nota 6.3.1: O termo string é usado no ambiente técnico tanto para designar células ligadas em série como também módulos ligados em série.

Nota 6.3.2: Geralmente, os módulos são dispostos “deitados” sobre as mesas (ou “sheds”), ou seja, com seu lado de maior medida na horizontal, pois se evita em parte perdas com sombreamento em proporções diferentes em strings diferentes, causando perdas de produção de energia, principalmente durante o nascer do sol e no pôr do sol. Tal situação pode ser pensada observando a figura 33.



Figura 33: Distribuição mais Usual dos Módulos Fotovoltaicos nas Mesas - Adaptado [32].

No tópico 6.2 foi verificado um ângulo de desvio azimutal de superfície de 64° . A partir disso, têm-se duas possibilidades: Na primeira é dispor os módulos na direção Norte-Sul, ou seja, na direção da reta ON, já na segunda coloca-se na direção ODF. Ambas as retas estão na figura 31. Analisando as duas possibilidades têm-se:

Na primeira possibilidade se evitaria perdas devido ao desvio de ângulo azimutal, dispondo os módulos na direção em “pé” (ou seja, o maior lado do módulo na direção da reta ON, figura 31) o que resultaria numa má distribuição de módulos por *strings*, vide figura 34.

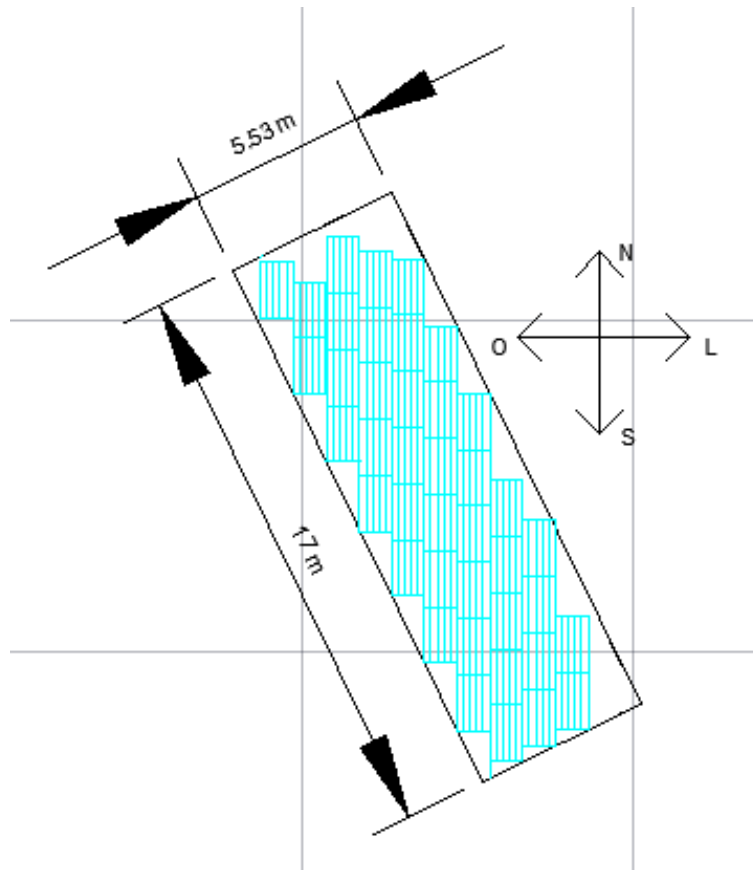


Figura 34: Projeção dos Módulos Dispostos na Direção Azimutal Norte - Sul.

A segunda possibilidade foi a escolhida para este projeto, do qual os módulos são dispostos na direção ODF (figura 31), em que há perdas pelo ângulo de desvio azimutal formado com esta direção e Norte - Sul, porém não devido à má distribuição de *strings* nas mesas, conforme pode ser verificado nas figuras 35 e 36:

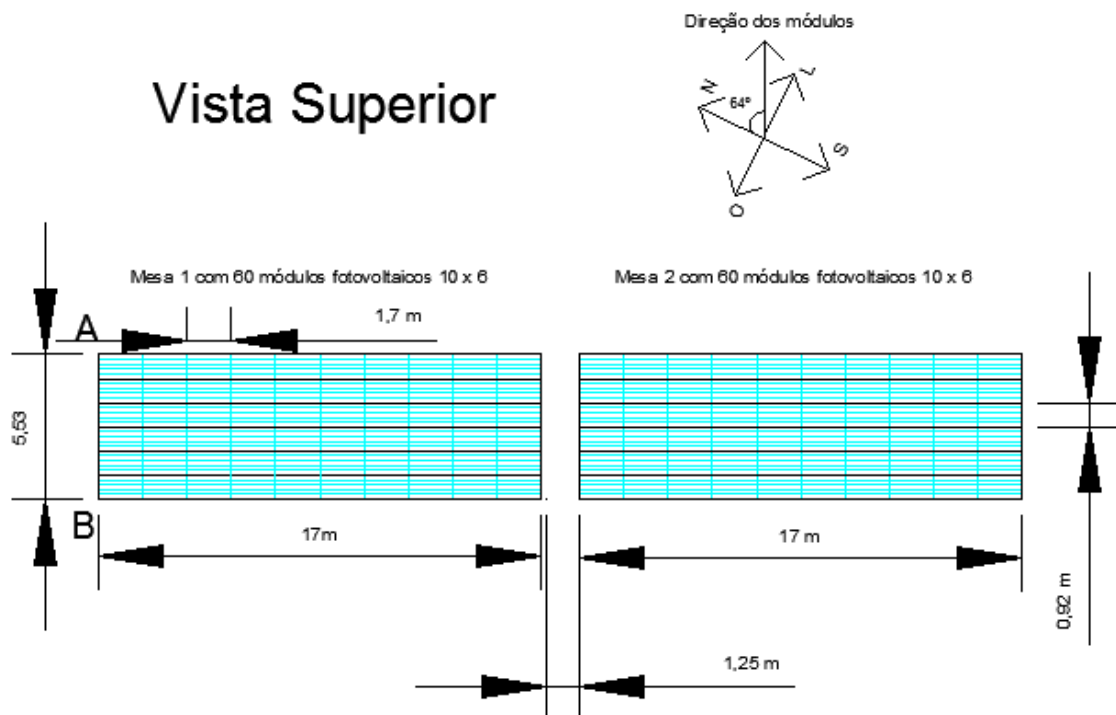


Figura 35: Distribuição dos Módulos sobre as Mesas sob Vista Superior.

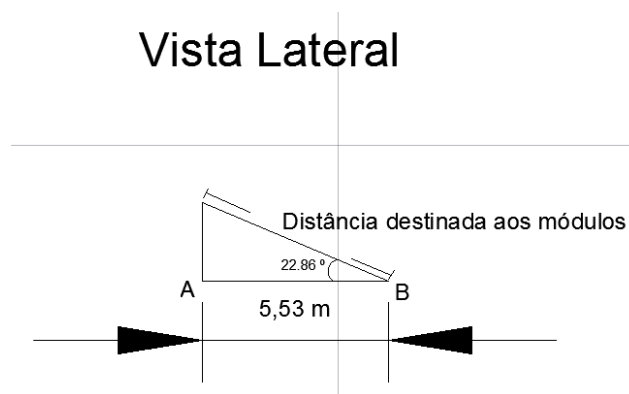


Figura 36: Vista Lateral das Mesas.

6.4 – Análise de Sombreamento no Sistema

A projeção de sombras sobre um sistema fotovoltaico tem um efeito significativo em relação à redução de sua eficiência.

O sombreamento pode ser temporário, que é feito em consequência de acúmulo de sujeira, folhas, que pode ser limpo pela água da chuva (característica comumente chamada de auto-limpante, geralmente, para painéis e/ou módulos com inclinação maior ou igual a 12°). O sombreamento também pode ser causado por algum tipo de construção ou vegetação próxima ao sistema [14].

No projeto deverão ser instaladas mesas que abrigarão módulos que vão variar de 1m até 2,331 m de altura em relação à laje do corredor principal. Com a escolha dos módulos na direção ODF (vide figura 31) reduziu-se consideravelmente as perdas ou a quase zero por sombreamentos devido ao prédio do bloco I e das árvores presentes entre quase todos os blocos do CT, principalmente, entre os blocos F e G. As respectivas situações citadas são mostradas nas figuras 37, 38 e 39.

Destaca-se que na figura 37 estão em azul as situações que podem produzir sombreamento com os módulos na direção Norte – Sul e, em vermelho as situações para as duas direções, ou seja, ODF e Norte – Sul.

O sombreamento causado pela vegetação da figura 40 não foi inserido neste projeto, por isso aconselha-se que tais árvores sejam podadas respeitando sempre as respectivas leis ambientais, para uma melhor eficiência da produção de energia elétrica. Já sombreamentos causados pelos os blocos A e H são inevitáveis, como demonstram as figuras 40 e 41 (em azul).

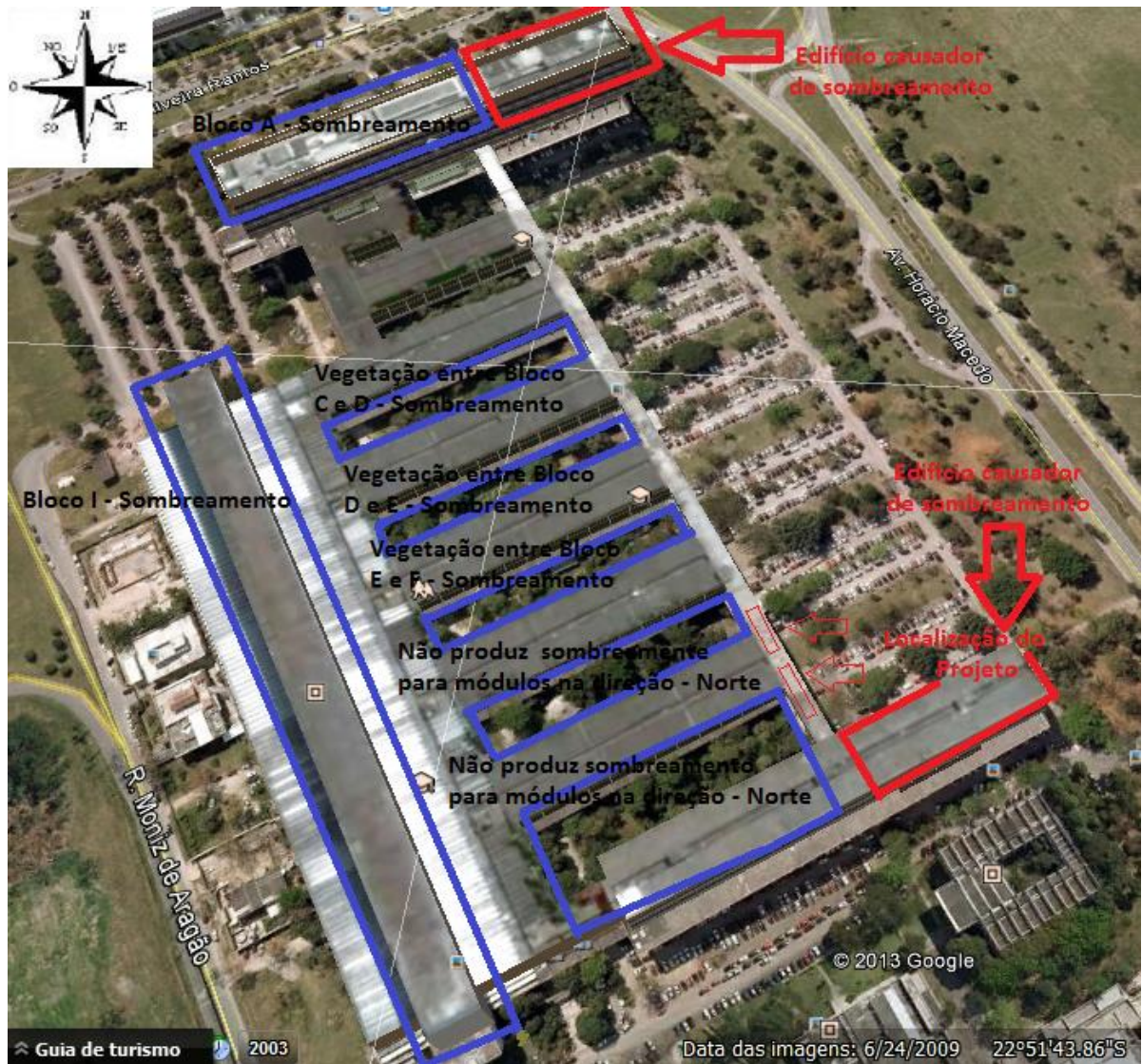


Figura 37: Imagem Extraída de Satélite do Google Earth com Indicação dos Edifícios e Vegetação em Potencial para Sombreamento do SF para Módulos na direção ODF.



Figura 38: Foto tirada no local do projeto no dia 25/07/2013, mostrando a vegetação potencial em sombreamento do SF entre o Bloco F e G para módulos na direção Norte.



Figura 39: Foto tirada no local do projeto no dia 25/07/2013, do prédio do Bloco I como potencial fator de sombreamento para módulos com direção Norte.



Figura 40: Foto tirada no local do projeto no dia 25/07/2013, mostrando potenciais fatores de sombreamento em azul (prédio do Bloco A) e vermelho (vegetação) para direção ODF.



Figura 41: Foto tirada no local do projeto no dia 25/07/2013, mostrando o Bloco H como potencial fator de sombreamento do SF para direção ODF.

Resumindo, com a escolha da direção dos módulos e/ou painéis na direção ODF apenas o bloco A e H geram sombra no sistema com perdas pouco significativas, principalmente, no nascer do sol e quando o sol se põe e em menor escala em alguns momentos onde os raios de sol incidem lateralmente ou por detrás dos painéis. Esse valor de perdas será quantificado por meio do software PVsyst no tópico 6.26.2.

Também fica dispensável a análise de sombreamento entre mesas, pois os módulos serão dispostos em duas mesas que estarão alinhadas na mesma direção, vide figura 35.

Lembrando que o nível de sombreamento de um projeto depende das construções próximas ao mesmo e do escopo do mesmo respeitando suas prioridades, sejam em melhor aproveitamento do espaço ou maior eficiência do sistema reduzindo o máximo sombreamento do sistema.

6.5 – Inversor Grid – Tie

O dimensionamento do inversor é baseado principalmente na potência do SF, ou seja, 31,20 kWp distribuídos em 2 arranjos de 15,6 kWp. De acordo com a referência [12] é admissível que a potência do inversor esteja no intervalo de: $0,7 \times P_{SF} < P_{INV} < 1,2 \times P_{SF}$, onde P_{SF} é a potência do arranjo fotovoltaico e P_{INV} a potência do inversor.

Embora se tenha uma considerável faixa de potência admissível em termos de bom funcionamento do equipamento e melhor desempenho, os projetistas têm adotado como faixa mínima de potência 90% do valor de potência-pico do SF e em casos especiais e excepcionais usa-se até 80 %, pois, é comum o subdimensionamento, levando também em conta a questão de custos, pois, geralmente, em média o custo do inversor representa 10 % do projeto.

Geralmente, para sistemas instalados em telhados e lajes, o rendimento do inversor é afetado pela temperatura, mas nos casos dos inversores estarem em lugares onde há ventilação, esse efeito é reduzido significativamente.

O inversor foi dimensionado para o intervalo citado e para os critérios citados de projeto. Outros pontos foram considerados nessa especificação e seleção do inversor, tais como:

- A tensão de entrada do inversor deve ser superior à tensão de circuito aberto do arranjo fotovoltaico;
- Se há assistência técnica no Brasil;
- A temperatura de operação;

O inversor escolhido foi de 13 kW, devido a limitações de entrada de tensão CC e as configurações das *strings* para inversores nessa faixa de potência e também por requisitos de segurança. O equipamento é da marca **Ingeteam** e modelo **Ingecon Sun 12.5** que tem tensão máxima de 900 V. A temperatura de operação na faixa de - 20 ° C a 65 ° C e possui MPPT com tensão de operação no intervalo 405 V a 750 V.

O inversor sincroniza o SF com a rede. Além disso, faz o monitoramento da tensão, frequência da rede, possui proteção “anti-*islanding*”, quando detecta condição de ilhamento (*islanding*), e possui proteção galvânica através de um transformador interno que separa a parte de corrente contínua da parte de corrente alternada.

Por isso não será necessário a instalação de um relé de proteção para falhas de tensão, frequência e ilhamento, nem um relé de sincronismo.

A tabela 7 mostra a lista completa dos dispositivos de proteção e chaveamento exigidos pela distribuidora, e que com o uso do inversor escolhido podem ser dispensados.

Tabela 7: Requisitos de Proteção já Incorporados no Inversor do Projeto.

Dispositivos de proteção e/ou chaveamento embutido no Inversor	Item exigido pela Distribuidora ou pelo PRODIST - ANEEL	Status: Atendido/ Não atendido
Elementos de desconexão	Sim	Atendido
Elemento de interrupção	Sim	Atendido no lado CC
Proteção de sub e sobre tensão	Sim	Atendido
Proteção de sub e sobrefrequência	Sim	Atendido
Proteção de sobrecorrente	Sim	Atendido
Relé de sincronismo	Sim	Atendido
Anti-ilhamento	Sim	Atendido

Nota 6.5.1: Embora os Procedimentos para Conexão de Microgeração e Minigeração ao Sistema de Distribuição da Light SESA não cite critérios e nem faça recomendações a respeito de sistema de aterramento e dispositivos para surtos de forma explícita, é importante o projetista incorporar esses itens por critérios de segurança das pessoas e dos equipamentos.

Nota 6.5.2: O inversor escolhido dispensa diodo de bloqueio, caso seja usado uma *string* por entrada CC, que é o caso do projeto, pois possui sistema de chaveamento para reversão de polaridade e de sentido de corrente. O outro item dispensável é de fusível em caso de sobrecarga e curto-circuito, pois já vem incorporado ao inversor.

O item de desconexão vem embutido no inversor, mas é necessário de um item desses externamente ao inversor para manutenção e/ou desconexão dos equipamentos.

Os parâmetros do inversor são explicitados na tabela 8:

Tabela 8: Dados Técnicos do Inversor em Vermelho de Modelo 12.5

	10	12.5
Input (DC)		
Recommended PV array power range ⁽¹⁾	11 - 13 kWp	13 - 16 kWp
Voltage range MPP	405 - 750 V	405 - 750 V
Maximum voltage DC ⁽²⁾	900 V	900 V
Maximum current DC	26 A	32 A
DC inputs	8	8
MPPT	1	1
Output (AC)		
Rated power AC ⁽³⁾	11 kW	13 kW
Maximum current AC	19 A	22 A
Rated voltage AC	400 V	400 V
Frequency AC	50 / 60 Hz	50 / 60 Hz
Phi Cosine ⁽⁴⁾	1	1
Phi Cosine adjustable	Yes. Smax=11 kVA	Yes. Smax=13 kVA
THD ⁽⁵⁾	<3%	<3%
Efficiency		
Maximum efficiency	94.9%	94.9%
Euroefficiency	93.3%	93.5%
General Information		
Air cooling	433 m ³ /h	433 m ³ /h
Stand-by consumption ⁽⁶⁾	30 W	30 W
Consumption at night	1 W	<5 W
Ambient temperature	-20°C to +65°C	-20°C to +65°C
Relative humidity (non-condensing)	0 - 95%	0 - 95%
Protection class	IP54	IP54

Nota 6.5.3: Embora na folha de dados do inversor seja informada uma a tensão de saída de 400 V (fase-fase). Segundo consulta ao fornecedor no Brasil, os equipamentos já estão sendo configurados aos padrões brasileiros de baixa-tensão, ou seja, 127 V (fase-neutro) e 220 V (fase-fase).

Na folha de dados (*data sheet*) do fabricante vem o diagrama elétrico com os componentes necessários e opcionais na ligação do inversor que é ilustrado na figura 42.

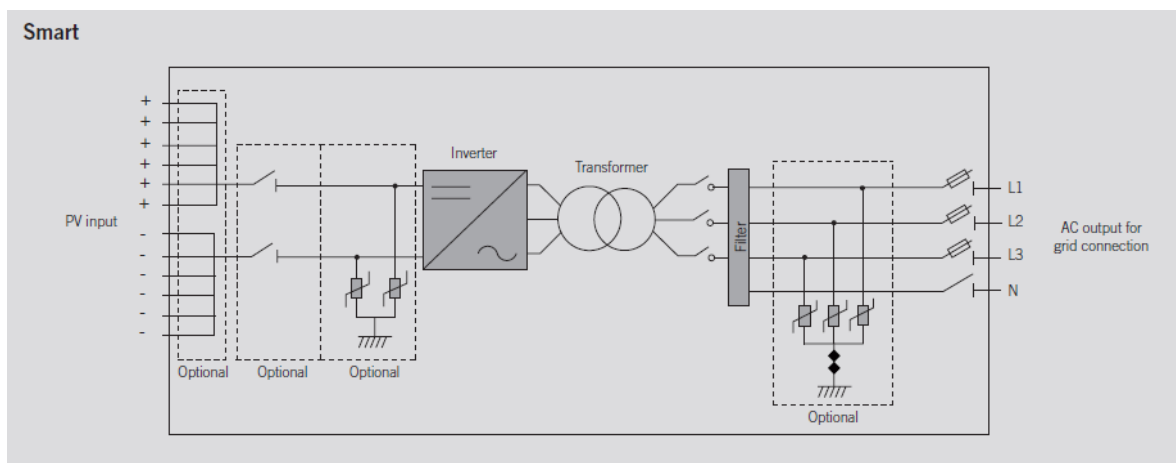


Figura 42: Interligações no Inversor Escolhido [33].

6.6 - Sistema Fotovoltaico

Para compatibilizar a tensão e a corrente do arranjo fotovoltaico com as especificações do inversor escolhido, os módulos serão dispostos em 2 arranjos com 3 fileiras com 20 módulos em série cada a fim de garantir a melhor utilização do MPPT, segundo sua faixa de tensão de operação. Lembrando que a tensão da fileira não pode exceder a máxima tensão permitida pelo inversor.

Logo a tensão de circuito aberto V_{OC} do SF será de $20 \times 37,6 = 752 \text{ V}$ e a tensão de operação no ponto de máxima potência (MPP), nas condições STC é: $V_{MPP} = 20 \times 30,4 = 608 \text{ V}$. O valor de corrente de curto-circuito é $I_{SC} = 9,09 \text{ A}$ e a corrente de operação no MPP é $I_{MPP} = 8,56 \text{ A}$ em cada módulo e conseqüentemente em cada fileira.

Lembrando que o inversor tem 8 entradas no lado CC dispensando caixa de junção e diodo de bloqueio no lado CC, já que o inversor é capaz de identificar uma corrente reversa. Os esquemáticos elétricos dos dois arranjos estão no **Anexo I** deste trabalho.

6.7 - Cabos CC das Fileiras

A seção transversal do cabo deve ser dimensionada em função da corrente máxima de serviço que atravessa o cabo.

De acordo com a norma europeia IEC 60364-7-712 o cabo da fileira tem de ser capaz de suportar 1,25 vezes a corrente de curto-circuito do gerador e estar protegido contra falhas de terra e curto-circuito [5].

Neste projeto, os cabos deverão suportar, pelo menos, $I = 9,09 \times 1,25 = 11,36$ A. Outro ponto importante é a queda de tensão nos cabos que deve ser reduzida com o aumento da bitola, evitando uma queda de tensão significativa.

Para este projeto, os cabos e/ou fios serão de cobre com isolamento em PVC (policloreto de vinila) e possuirão a seção nominal de 6 mm^2 , segundo a ABNT NBR - 5410 tabela 33, 36 e 42 [34]. Lembrando que foram usados como parâmetros, respectivamente, método de referência B1, **fator de correção de temperatura (50°) = 0,71** (devido ao calor na laje durante o verão) e **fator de agrupamento (seis condutores carregados) = 0,57**.

Deve-se destacar também que caso esses cabos sejam utilizados sem eletrodutos, os mesmos deverão ser resistentes ao sol, temperatura e chuva. E, por conseguinte, os cálculos mudarão. Para o tipo de instalação adotada no projeto a memória de cálculo para cabos CC e CA está na tabela no **Anexo VII**.

6.8 - Diodos de Bloqueio

Como cada *string* será conectada com seus dois polos diretamente à entrada CC do inversor seu uso fica dispensado.

6.9 – Dissipador de Calor

Como o uso do diodo de bloqueio foi dispensado, o mesmo ocorrerá para o dissipador de calor.

6.10 – Fusíveis de Fileira

Segundo o manual do inversor seu uso pode ser dispensado, pois possui dispositivo de desconexão para sobrecarga e curtos-circuitos.

6.11 – Cabo CC Principal

Como não será necessário conectar *strings* numa caixa de junção do lado CC não será necessário outro condutor de bitola maior do que o do item 9.7.

6.12 – Disjuntor 2P no Lado CC

Embora internamente o inversor possua capacidade de interrupção, para este projeto será usado um interruptor por *string*/fileira, permitindo que o SFCR seja isolado do inversor, na ocorrência de eventual falha ou para trabalhos de manutenção.

Segundo as normas ABNT-NBR 5410 [34], os disjuntores devem ser dimensionados da seguinte maneira:

$$I_N \leq I_d \leq I_{m\acute{a}x} \quad (10)$$

Onde:

I_N – corrente nominal do circuito;

I_d – corrente nominal do disjuntor;

$I_{m\acute{a}x}$ – corrente máxima permitida no condutor;

Lembra-se que a corrente nominal (I_N) do circuito é a corrente no ponto de máximo potência ($I_{MPP} = 8,56$ A) e a corrente máxima permitida no condutor ($I_{m\acute{a}x}$) é 41 A, segundo a norma da ABNT 5410 para cabos de 6 mm² referenciadas na tabela 36 e método B1.

Então $8,56 \leq I_D \leq 41$ A, logo o disjuntor especificado será o disjuntor Bipolar (2P) K32a2C25 da Schneider Eletric [35] para atuar em 25 A. Lembrando que serão necessários 6 desses um para cada fileira.



Figura 43: Disjuntor Semelhante ao Especificado [35].

6.13 – Cabo do Lado CA

O cabo será de 25 mm², de acordo com a especificação imposta pela norma ABNT-NBR 5410, pois para cada saída trifásica do inversor será usado um único eletroduto contendo 4 condutores (F, F, F e T), onde os cabos e/ou fios serão de cobre com isolamento em PVC (policloreto de vinila), e conforme referências das tabela 33, 36 e 42 [34] foram usados como parâmetros, respectivamente, método de referência B1, **fator de correção de temperatura (35°) = 0,94** (considerando o edifício ter uma boa isolamento térmica mesmo no verão) e **fator de agrupamento (1 circuito trifásico) = 1,00**. O detalhamento desse dimensionamento pode ser verificado no **Anexo VII**.

6.14 – Eletrodutos

A instalação de condutores elétricos deve atender a alguns requisitos particulares da ABNT NBR 2014:2004 que dizem respeito, principalmente, ao número máximo de cabos em seu interior e a quantidade máxima permitida de curvas sem a instalação de caixas de passagens.

O tópico 6.2.10.2 desta referida norma admite que os condutos fechados em geral e os eletrodutos em particular contenham condutores de mais de um circuito, se as seções nominais dos condutores de fase estiverem contidas dentro de um intervalo de três valores normatizados sucessivos, tais como, por exemplo, 1,5, 2,5 e 4 mm², 6, 10 e 16 mm² e 35, 50 e 70 mm², e assim por diante.

Já no tópico 6.2.11.1.6, determina-se a quantidade máxima de condutores dentro de um eletroduto, de modo a se deixar uma boa área livre no interior do eletroduto para facilitar a dissipação do calor gerado pelos condutores e facilitar a enfição e retirada dos cabos. Para tanto, é necessário que os condutores ou cabos não ocupem uma porcentagem da área útil do eletroduto superior a 53% para um condutor, 31% para dois condutores e 40% para três ou mais condutores.

Com base nessa prescrição, a maneira de calcular a quantidade máxima de condutores é resumida em comparar a área interna de um eletroduto com a área total de condutores.

Para este projeto está previsto que do lado CC do sistema seja instalado dois eletrodutos cada um com 9 condutores (3+,3 – e 3 T), com bitola de 6 mm² para cada condutor, conforme norma ABNT 5410. Com isso, a área ocupada será de 54 mm² e, usando como limitante que esse valor não pode exceder a 40 % da área do eletroduto, chega-se por meio da tabela 40 de dimensionamento de eletrodutos [35] (**Anexo VIII**) que o eletroduto ideal para esta configuração é o de diâmetro nominal de 32 mm.

Para o lado CA do sistema, está previsto que sejam instalados dois eletrodutos cada um contendo 4 condutores carregados (A, B, C e T), usando os mesmos critérios já expostos e a tabela 40 de dimensionamento [35] (**Anexo VIII**), conclui-se que deve ser utilizado eletroduto com diâmetro nominal externo de 32 mm. Lembrando que todos eletrodutos escolhidos são os do tipo PVC rígido, tipo rosqueável, classe A, conforme a NBR 15465:2007 (Vigente) em substituição da NBR 6150.

A quantidade máxima permitida de curvas no eletroduto deve atender as especificações do tópico 6.2.11.1.6 da norma e ficará a cargo do instalador

6.15 – Queda de Potencial em CC e CA

Foi considerada a queda de potencial nos contatos de cada módulo e a queda de potencial no restante do circuito que será feito da seguinte forma:

São 6 fileiras de 20 módulos conectados a 2 cabos de cobre de 6 mm^2 , ou seja, $6 \times 10^{-6} \text{ m}^2$, com aproximadamente 42 m, 41 m, 40 m, 39 m, 38 m e 37 m de comprimento para cada fileira e a sua resistividade a 20° C é de $1,673 \times 10^{-8}$.

Fazendo-se uma correção da resistividade para $T = 40^\circ \text{ C}$ através da fórmula:

$$\rho = \rho_{20} \cdot [1 + \alpha \cdot (T - 20)] \quad (11)$$

onde $\alpha = 4,05 \times 10^{-3}$, encontraremos aproximadamente $\rho = 1,73 \times 10^{-8}$ para 40° C .

e agora é possível calcular a resistência dos cabos de fileira através a seguinte equação:

$$R = \frac{\rho \cdot L}{A} \quad (12)$$

Como são dois cabos o resultado acima serão dobradas, então as respectivas resistências são: $R = 0,242 \Omega$, $R = 0,236 \Omega$, $R = 0,231 \Omega$, $R = 0,225 \Omega$, $R = 0,219 \Omega$ e $R = 0,213 \Omega$, aproximadamente. Logo, a queda de tensão será, respectivamente, $V = 2,07 \text{ V}$ (*string* 1), $V = 2,02 \text{ V}$ (*string* 2), $V = 1,97 \text{ V}$ (*string* 3), $V = 1,92 \text{ V}$ (*string* 4), $V = 1,87 \text{ V}$ (*string* 5) e $V = 1,82 \text{ V}$ (*string* 6). Usando-se o maior valor $V = 2,07 \text{ V}$, tem-se 0,275% de queda de tensão.

Sabe-se que a queda de tensão do lado CA do sistema é dado por:

$$\Delta V = \sqrt{3} \cdot I \cdot L \cdot (R_{\text{CAT}} \cdot \cos \varphi + X_L \cdot \sin \varphi) \quad (13)$$

onde:

ΔV : queda de tensão

I: corrente a ser transportada (A)

R_{cat} : resistência em corrente alternada à temperatura de operação t ° C (Ω/Km)

φ : ângulo de fase

$\cos \varphi$: fator de potência da carga

X_L : reatância indutiva da linha (Ω/Km)

L : comprimento do circuito, do ponto de alimentação até a carga (Km)

Usando-se como referência cabos Noflan Antichama Flexível BWF 750 V (**Anexo VI**) para os cabos de 25 mm², também considerando a carga com fator de potência ($f_p = 0,92$), uma distância de 140 m do local do sistema até o barramento da subestação G1 e que os cabos estão agrupados em trifólio, pela tabela do **Anexo VI**, extrai-se que a queda de tensão unitária é de 1,47 Ω/Km [36], a partir disso encontra-se $R_{cat} = 1,3524 \Omega/\text{Km}$ e $X_L = 0,576 \Omega/\text{Km}$ e tem-se:

$$\Delta V = \sqrt{3} \cdot (22) \cdot (0,140) \cdot (1,3524 \times 0,92 + 0,5761 \times 0,39) = 7,836 \text{ V},$$

o que corresponde a 1,96 % de queda de tensão. Sugere-se caso a concessionária permita a conexão do sistema em um quadro de distribuição de circuitos (QDC) no início do corredor do bloco G, levando em conta uma distância de aproximadamente 25 m que corresponde a 1,399 V, ou seja, 0,35 % de queda de tensão. Lembrando-se que, segundo a distribuidora, exige - se conexão no lado da carga do disjuntor principal, conforme foi mostrado no tópico 4 deste trabalho.

Segundo a NBR 5410, tópico 6.2.7.1, o caso mais restrigente para limite máximo de queda de tensão é 4 %. Diante disso, tanto para o lado CA e CC do sistema as bitolas estão bem dimensionados, pois estão abaixo desse percentual.

Nota 6.15.1: A tensão de saída do inversor escolhido é de um padrão europeu de tensão fase-fase 400 V e fase-neutro 230 V. Assim, deve-se salientar que difere do padrão da distribuidora local, porém foi informado pelo representante no Brasil do equipamento que já estão sendo configurados para o padrão brasileiro de baixa tensão, no Rio de Janeiro, de tensão fase-fase 220 V e fase-neutro 127 V

6.16 – Fusível de Terra

Este item pode ser dispensado segundo o manual do inversor.

6.17 – Disjuntor 3P do Lado CA

Serão usados 2 disjuntores para proteção e manutenção da parte de corrente alternada do projeto, um para cada inversor. A corrente nominal do lado CA do inversor por condutor é 22 A, mas a corrente de projeto é 23,404 A, usando o **fator de correção de temperatura (35°) = 0,94** e **fator de agrupamento (1 circuito trifásico) = 1,00**, esta corrente é menor que a corrente máxima de condução no condutor (de 25 mm²) que é de 89 A, segundo a norma da ABNT 5410, tabela 36.

Logo, este disjuntor será dimensionado para suportar 25 A, segundo as especificações da ABNT-NBR 5410. Os disjuntores escolhidos são os modulares da linha K32a, tripolar de código e modelo k32a3C25 da Schneider, conforme figura 44:



Figura 44: Disjuntor Semelhante ao Especificado [40].

6.18 – Barramentos

Na parte CC não serão necessários barramentos, conseqüentemente nem caixa de junção e/ou caixa de distribuição de circuitos (CDC) em função de o inversor possuir entradas suficientes das correntes individuais das fileiras do lado CC do SFCR.

Na parte CA, os barramentos de fase conectará os cabos de 25 mm² dos dois inversores com os cabos de 185 mm² da rede mais os cabos de 25 mm² distribuídos em 2 circuitos para melhor monitoramento do consumo nos 3 circuitos: de somente iluminação, de iluminação e das tomadas, e por fim de ar-condicionado. Distribuição de circuitos sugerida para melhor monitoramento do perfil de consumo de energia e como fonte de pesquisa da UFRJ para projetos de eficiência energética.

O diagrama esquemático mostrando as ligações desses barramentos está no **Anexo II**. Salienta-se que seu dimensionamento deve ser baseado na corrente de operação e corrente suportável de curto do disjuntor principal.

6.19 – Barramento PE

Esse tipo de barramento será utilizado para conectar os cabos de proteção (PE) e a terra. Lembra-se que não é aconselhável usar o mesmo barramento ou conectá-los ao de neutro no quadro de distribuição de circuitos (QDC), pois pode comprometer o bom funcionamento dos Dispositivos Residuais (DR) das instalações elétricas.

6.20 – Barramento Neutro

Esse tipo de barramento será utilizado para conectar os cabos advindos da concessionária com os cabos advindos dos circuitos.

6.21 – Dispositivos de Proteção de Surto (DPS)

A utilização de DPS está diretamente ligada ao quanto uma instalação está exposta a descargas atmosféricas diretas e/ou indiretas, e também a outros eventos causadores de sobretensões. Este projeto, segundo a NBR 5410 no tópico 4.2.6.1.12 (tabela 15), está em áreas AQ3 (sujeitos a descargas diretas) e AQ2 (sujeitos a descargas indiretas), embora o manual do inversor escolhido classifique o uso do DPS como opcional, não sendo obrigatório, por questões de segurança de pessoas e equipamentos e por fim de projeto esse componente será usado no dimensionamento do sistema.

A localização e o tipo de conexão do componente no sistema são descritos pela norma nos tópicos 6.3.5.2.2 e 6.3.5.2.3. Além disso, devem atender à IEC 61643-1 e serem selecionados com base no mínimo nas seguintes características: **nível de proteção (U_p)**, **máxima tensão de operação contínua (U_c)**, **suportabilidade a sobretensões temporárias**, **corrente nominal de descarga (I_n) e/ou corrente de impulso (I_{imp}) e suportabilidade à corrente de curto-circuito.**

Um DPS deve suportar as ondas de choques do raio normalizadas segundo ensaios correspondentes a sua Classe I, II ou III, conforme a norma ABNT NBR IEC 61643-1 que são definidos como:

- **Classe I:** os DPS Classe I permitem eliminar os efeitos diretos causados pelas descargas atmosféricas;
- **Classe II:** os DPS Classe II são destinados a proteger os equipamentos elétricos contra sobretensões induzidas ou conduzidas (efeitos indiretos) causados pelas descargas atmosféricas;
- **Classe III:** os DPS Classe III são destinados à proteção fina de equipamentos situados a mais de 30 m do DPS de cabeceira.
- **Classe I+II:** Os DPS Classes I + II asseguram a proteção contra os efeitos diretos e indiretos causados pelas descargas atmosféricas, no mesmo produto.

Como neste projeto o sistema está sujeito a descargas diretas e indiretas escolheu-se DPS do tipo Classe I + II de 2 polos da marca Finder modelo 7P.12.8.275.1012 e da Siemens de 3 polos modelo 5SD7-443-1, conforme figuras 45 e 46, pois [35]:

- **O nível de proteção (U_p)** conforme tabela 31 da NBR 5410 (categoria II de suportabilidade de impulsos) é menor que o limite de 25 kV, permitido para o nível de tensão do sistema;
- **A máxima tensão de operação contínua (U_c)**, conforme tabela 49 da NBR 5410, é maior que o valor de tensão nominal do sistema e do mínimo de U_c exigível do DPS, em função do tipo de aterramento;
- Os DPS suportam **as sobretensões temporárias** conforme os ensaios pertinentes especificados na IEC 61643-1;

- **A suportabilidade à corrente de curto-circuito** é superior à máxima corrente curto-circuito no ponto do sistema de instalação do DPS;
- **A corrente nominal de descarga (I_n)** é maior que o caso mais severo permitido (20 kA-trifásico)
- **A corrente de impulso (I_{imp})** é maior que o caso mais severo (12,5 kVA);



Figura 45: DPS da marca Finder modelo 7P.12.8.275.1012 do Lado CC [40].

Modelo
5SD7 443-1



- Redes:** trifásicas TN-C
Maxima tensão de operação contínua (Uc):
- 350 V AC 50/60 Hz
Corrente de impulso descarga direta I_{imp}
(onda 10/350 μ s):
- Por pólo: 25 kA
- N-PE: ---
Corrente nominal de descarga I_n (onda 8/20 μ s):
- Por pólo: 25 kA
- N-PE: ---
Nível de proteção de tensão (Up):
- $\leq 1,5$ kV
Construção:
- 6 módulos
- Largura 108 mm
- Módulos de proteção plugáveis

Figura 46: DPS do Lado CA [37].

6.22 – Condutores Neutro e PE

Para condutores neutro (N) levando em consideração que o sistema é destinado a alimentar carga de iluminação com lâmpadas de descarga, incluindo fluorescente, e que as bitolas dos condutores de fase têm 25 mm², as bitolas dos cabos neutros devem ter a mesma seção dos condutores fase (base no tópico 6.2.6.2 da NBR 5410).

Para condutores de proteção (PE), no trecho em que a bitola dos condutores de fase (lado CA) for 25 mm², a seção será de 16 mm² e para o lado CC a seção será a mesma dos condutores positivo e negativos, ou seja, de 6 mm² para condutores de proteção, conforme NBR 5410.

6.23 – Dispositivo de Seccionamento Visível (DSV)

O Dispositivo de Seccionamento Visível (DSV) consiste em uma chave seccionadora sob carga abrigada por um invólucro que a Light SESA utilizará para garantir a desconexão da Microgeração ou Minigeração durante manutenção em seu sistema.

O DSV deverá ser instalado em caixa própria com acesso pela via pública, e conectado eletricamente após a medição de faturamento. A derivação deverá ser realizada na caixa de disjuntor à jusante (depois) do disjuntor de proteção da carga, conforme diagrama unifilar da figura 29.

A Figura 47 apresenta um exemplo de disposição do DSV no padrão de entrada. O DSV poderá ser instalado tanto na parte lateral direita, quanto na parte inferior da caixa de medição, desde que sejam respeitados os limites de altura máxima para ambas as caixas: limite superior máximo de 1800 mm e limite inferior mínimo de 1000 mm.

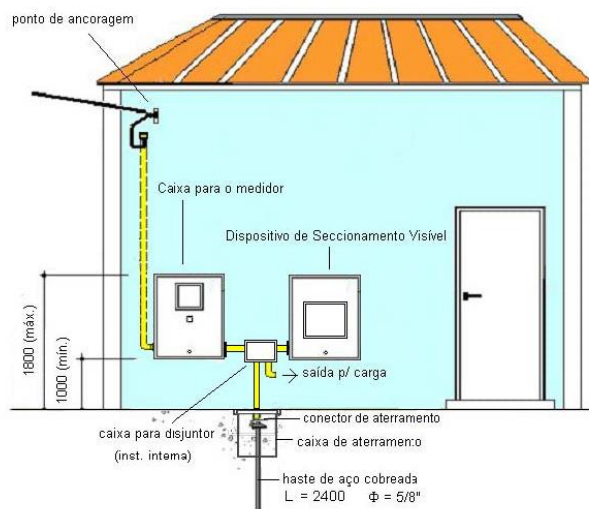


Figura 47: Exemplo de Padrão de DSV – Light SESA [23]

Para os casos em que a medição de faturamento encontra-se instalada na parte interna da edificação, o acessante deverá garantir a instalação física do DSV com acesso direto pela via pública. Por isso, para este projeto o DSV e o medidor deve ser instalado no lado externo da Subestação SE-G1 do bloco G, com os 2 medidores.

Uma imagem ilustrativa do uso do DSV ao lado do medidor é mostrada na figura 48, que constitui o primeiro consumidor dentro do sistema Light SESA a gerar energia solar fotovoltaico, projeto este que foi desenvolvido pelas empresas **Solarize** e **Polo Engenharia** [39].



Figura 48: Imagem do Medidor e do DSV do Primeiro Sistema de Microgeração Fotovoltaico no Sistema da Light SESA [39].

6.24 – Medidor

São previstos para o projeto, 4 medidores de energia, sendo que dois serão ligados junto ao sistema fotovoltaico e depois dos disjuntores CA e outros 2 serão medidores convencionais, ou seja, sem ser bidirecional, ligados próximos à carga para os circuitos respectivamente de ar-condicionado e de tomada e iluminação, para monitorar e registrar o perfil da carga e quanto o sistema fotovoltaico está fornecendo de energia e o quanto a rede está fornecendo para as cargas.

Os medidores serão do tipo A1052 da Elster que possuem a comunicação IrDA, em que os dados são enviados através de um sinal infravermelho ou também em sinal elétrico, permitindo a leitura através de um dispositivo externo (exemplo: computador). Há também módulos de comunicação que convertem este sinal em outro tipo, facilitando a medição.

Este módulo faz a medição bidirecional da energia ativa separadamente ou a soma da energia ativa direta + inversa no mesmo registro (modelo unidirecional) com classe de exatidão de 1%. Também faz a medição da energia reativa (indutiva e capacitiva) com classe de exatidão de 2% [14]. O medidor citado é mostrado na figura 49.

A1052



Figura 49: Medidor da Elster Modelo A1052 [38].

6.25 – Quadro de Distribuição Principal

No quadro estará a distribuição dos circuitos, das conexões da rede ao SFCR. Os equipamentos que estarão no quadro de distribuição serão:

- 1 Disjuntor trifásico principal;
- 3 Barramentos para as três fases;
- Barramento neutro;
- Barramento de proteção.

Obs: O esquemático elétrico das conexões do quadro de distribuição principal aos quadros de distribuição (QDC) encontra-se no **Anexo 2** desta obra, e a escolha da quantidade de módulos (pinos) ficará a critérios do instalador. Informações estas que devem ser comunicadas ao fabricante para que seja fornecido o quadro com as dimensões já padronizadas e adequadas ao projeto.

6.26 – Estimativas de Produção de Energia com o Uso do Software PVsyst

No momento da criação desta obra foi verificado por experiência do próprio autor deste trabalho que é senso comum entre os projetistas que a ferramenta computacional PVsyst é a mais usada para dimensionamento e estimativa de produção de energia para sistema fotovoltaicos, principalmente ligados à rede.

Por pesquisa pessoal, boa parte das empresas de projeto e certificadoras de energia que prestaram serviços às empresas habilitadas no Leilão de Energia A-3 e A-5 da ANEEL no Ambiente de Contratação Regulada (ACR) de Energia e para as empresas habilitadas e também participantes do Leilão de Energia Solar do Estado de Pernambuco gerenciado pela Secretaria Estadual de Infraestrutura e Secretária Estadual de Recursos Hídricos e Energéticos, utilizou o software para certificação de produção de energia para eventuais Usinas Fotovoltaicas.

Dados solarimétricos coerentes e com um bom grau de confiança são indispensáveis em projetos para estimativas de produção de energia, custos e análise da taxa interna de retorno - **TIR** (*IRR*, em inglês *Intern Rate Return*) que deve ser maior que o custo de capital do projeto durante e principalmente ao final do “tempo de vida” do projeto para que seja atrativo aos investidores.

Das seis fontes de dados solarimétricos citadas no tópico 6.1, as mais usuais são dos dados provenientes do INMET (Instituto Nacional de Meteorologia), pertencente ao Ministério de Agricultura e Economia, Pecuária e Abastecimento e SONDA (Sistema de Organização Nacional de Dados Ambientais, sob responsabilidade do Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais e financiado pelo FINEP e Petrobrás.

A primeira fornece dados de irradiação global horizontal e difusa, de temperatura média e velocidade média do vento por hora e a segunda dados por minuto. Os dois órgãos disponibilizam os dados tanto para pessoas físicas e jurídicas para fins acadêmicos e de projetos Solares e Eólicos.

Em primeira instância foram usados dados do INMET, porém os dados das duas estações automáticas mais próximas: Vila Militar/ A-621 e Forte Copacabana/ A-652 (figura 50) não mostraram coerência nos dados, pois por muitos meses os dados não foram colhidos por problemas nos equipamento de medição ou falta de manutenção dos mesmos, problema este comum entre as estações explicitadas, como comprovação do autor desta obra. Mostrando ainda, uma carência em dados solarimétricos no Brasil para projetos.



Figura 50: Imagem Extraída do Mapa de Estações do INMET

Com isso, esta fonte não foi usada, assim como os dados do Projeto SONDA, pois este não está presente no Rio de Janeiro. O Atlas Solar Brasileiro devido ao fato de ser de 2006 é uma fonte defasada. O programa SunData do CEPEL fornece valores de medições de estações que o programa considera como “próximas”, pois nem sempre as distâncias são realistas. O programa apontou para uma estação no Bairro Jardim Botânica (7 km de distância), relativamente próxima, porém não fornece dados úteis para importação no software, pois não fornece a componente de irradiação difusa, nem a temperatura média mensal e nem a velocidade média mensal.

O programa radiasol usa como base de dados o SWERA e dados meteorológicos do INMET. Diante disso, serão usados diretamente os dados do SWERA para este projeto, exceto de radiação difusa que será do próprio bando de dados do PVsyst. Lembrando que o SWERA já é uma ferramenta consagrada por projetistas tanto para projetos solares como eólicos.

Dados Solarimétricos usados.

Tabela 9: Dados Solarimétricos do SWERA e Componente Difusa do Próprio PVsyst.

Mês	Irradiação Global Horizontal (kWh/m²)	Irradiação Global componente difusa (kWh/m²)	Temperatura média	Velocidade do vento (m/s)
Jan	212,760	88,700	24,600	4,420
Fev	174,150	79,000	24,730	4,090
Mar	154,830	74,100	23,790	4,230
Abr	145,530	62,700	22,560	3,910
Mai	115,590	47,000	20,620	4,000
Jun	105,030	42,700	19,670	3,920
Jul	117,030	39,100	19,400	4,060
Ago	124,080	47,700	20,590	4,360
Set	136,020	71,300	21,360	4,860
Out	175,080	76,900	22,300	5,120
Nov	169,170	81,700	22,860	5,140
Anual	1821,630	797,500	22,180	4,421

Relembrando que para este projeto a direção das mesas adotada foi a direção ODF com desvio azimutal de 64° em relação à direção norte. Salienta-se mais uma vez que com a escolha, apenas os Blocos A e H produzem sombreamento nos painéis solares a partir do nível de altura das mesas e/ ou painéis.

Tal situação foi simulada no software PVsyst, conforme figura 51, para melhor compreensão. Para esta simulação somente da linha que corta o pé dos painéis até a altura máxima dos blocos A e H do Centro de Tecnologia foram utilizados para a simulação e suas medidas foram fornecidas pelo Setor de Planejamento da Decania por meio de plantas.

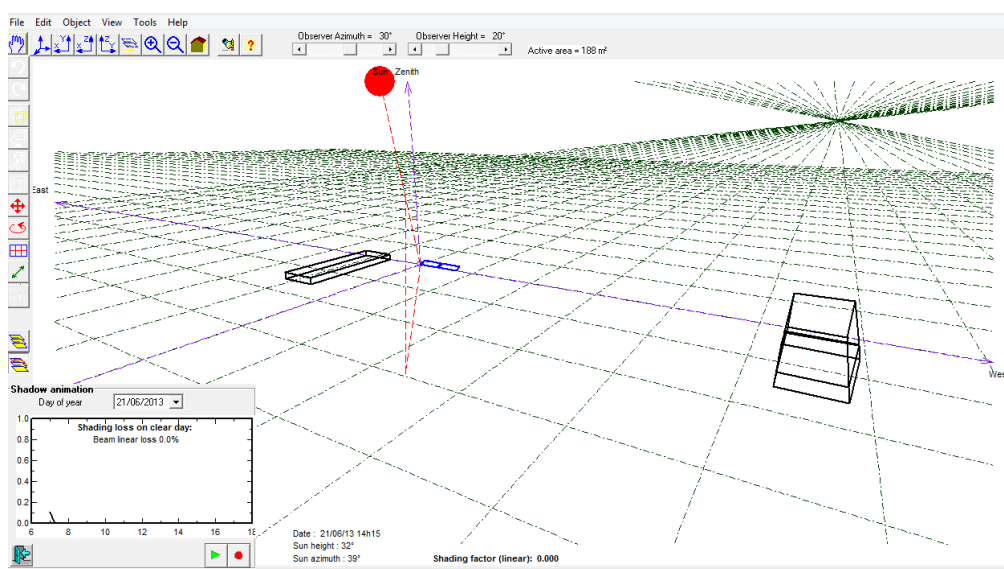


Figura 51: Imagem da Simulação do Efeito de Sombras nos Painéis do Bloco A e H do Centro de tecnologia.

Em poucos momentos do dia, os painéis recebem irradiação por detrás. Mesmo sendo em percentual bem pequeno de Sol Pleno (SP), a escolha foi feita deste modo para melhor distribuição das “strings” (figura 35) e melhor estimativa de efeitos de sombreamentos mostrados nas figuras 40 e 41 e evitando, por exemplo, uma dificuldade que seria estimar o efeito do sombreamento da árvore da figura 38, devido suas formas geométricas.

6.26.1 - Dados de Produção de Energia Elétrica

- Capacidade Instalada: **31,2 kWp**;
- Produção de Energia Média Anual: **43,64 MWh**;
- Potência Média Ativa Disponível à Rede (f.p = 1.0): **4981,735 W**;
- Fator de Capacidade: **15,967 %**;
- Eficiência dos Módulos: **16%**;
- Área Utilizada: **204 m²**;
- Razão de ocupação: **96,32 %**;
- Número de módulos utilizados: **120**;
- Produção Específica: **1399 kWh/kWp/ano**;
- Ganho (%) no sistema pela inclinação do módulo no ângulo de latitude: **+ 6,3%**;
- Ganho pela tolerância de fabricação dos módulos: **+ 1 %**;

6.26.2 – Perdas Estimadas no Sistema

Tabela 10: Perdas Estimadas pelo PVsyst.

Tipos de Perdas	Valor Percentual
Valores estimados	
Perda de irradiância por sombreamento próximo	0,0 %
Fator IAM no Global	- 3,0 %
Perdas devido nível de irradiância	- 0,4 %
Perdas devido a temperatura	- 9,9 %
Perdas por descasamento de strings	- 1,0 %
Perdas por degradação induzida de Luz	-2,0 %
Perdas de eficiência dos Inversores	-6,1 %
Premissas	
Perdas Ôhmicas CC	-0,7 %
Perdas Ôhmica CA	-1,6 %

Neste projeto teve dois valores que poderiam ter suas perdas reduzidas. O primeiro foi perdas por eficiência de inversores, escolhendo inversores mais eficientes, porém além dos parâmetros de dimensionamento, prezou-se pelo fato de possuir transformador interno e, conseqüentemente, possuir proteção galvânica separando a parte de corrente contínua da parte de corrente alternada. O outro motivo para aumento das perdas é o fato do inversor ter apenas um sistema MPPT, pois quando possível é aconselhável usar um sistema desse embutido no inversor por *string*.

Em segundo poderia reduzir as perdas se houvesse barramento da rede mais próximo do SF, pois existe uma distância considerável entre o sistema e o barramento da subestação do Bloco G. Uma alternativa é aumentar a bitola dos cabos, porém onerando ainda mais o projeto.

6.27 – Comissionamento

O comissionamento deverá ser realizado com pelo menos um engenheiro eletricitista, de preferência o responsável pelo projeto com a ART (Anotação de Responsabilidade Técnica) com seu respectivo registro do CREA e também é recomendável mais um técnico com registro do CREA e mais quantos eletricitistas forem necessários para a realização dos testes do SFCR, sejam para análise de requisitos de qualidade ou de proteção.

Antes de ligar a chave seccionadora do inversor, é importante medir a tensão de saída e seu fasor para a conexão com a rede. No caso em que o valor de tensão e fase for diferente da rede, será necessário configurar o inversor usando o manual do mesmo como referência de consulta para adequar a tensão com a da rede. Em alguns inversores não necessitam desse procedimento, pois ele ajusta a tensão de saída com da rede local por meio da ligação com o condutor neutro da rede.

Outro fator importante é verificar a continuidade nos condutores elétricos dos circuitos dos arranjos fotovoltaicos, principalmente, para os projetos de difíceis acessos tais como telhados e lajes. Esse procedimento pode ser realizado com um multímetro com a função de continuidade ou usando-o no modo de operação como amperímetro.

Isso pode evitar retrabalho após a fixação dos módulos nas estruturas metálicas num eventual problema de mau contato, por exemplos nos terminais MC4.

Salienta-se que os requisitos de qualidade devem ser atendidos nessa ordem: primeiro ao sistema de distribuição Light SESA por meio dos Procedimentos *para* Conexão de Microgeração e Minigeração ao Sistema de Distribuição da Light SESA BT e MT – Até 34,5 kV e também do Módulo 8 – Revisão 4 – Qualidade de Energia Elétrica do Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST.

7 – Conclusão

O escopo deste trabalho foi o dimensionamento dos equipamentos para um Sistema Conectado à Rede e cálculo para estimativa de produção de Energia Elétrica.

Todos os equipamentos dimensionados que compõem o SFCR estão dentro dos limites de proteção, de segurança e de qualidade de energia exigidos. Cabe lembrar a importância das recomendações para o comissionamento do projeto, conforme o tópico 6.27 e das devidas providências conforme o cronograma dos procedimentos de acesso.

Não faz parte do escopo deste projeto a análise do tempo de retorno investido e os cálculos financeiros estimados em saldo de energia mensais e anuais conforme a energia injetada na rede da Light SESA advinda da UFRJ.

Este trabalho serve de subsídio para estudantes da UFRJ e para alunos de outras instituições, já que este trabalho será disponível na homepage da Politécnica da UFRJ para pesquisa e também como ferramenta de projeto para expansão do uso de Sistemas de Microgeração Distribuída e de forma indireta Minigeração no Brasil.

Alguns dados estimados e destacados são:

- Este SFCR é capaz de produzir 13,33 % da carga em iluminação do Bloco G do CT;
- O sistema ocupará uma área de 204 m²;

- A área estimada disponível para SFCR na laje do corredor principal e por cima do telhado do Bloco G é de 3.174,60 m²;
- Usando um fator de perdas de 40 % no SFCR, considerado alto, porém devido a inclinações não ideais sobre o telhado, estima-se que caso usasse toda área útil no bloco poderia produzir em energia elétrica toda carga em iluminação do Bloco e ainda sobriaria mais 24,47 % da energia como excedente para ser injetado na rede;
- Do Bloco H até o C é viável para projetos destes tipos, já que para os blocos B as perdas por sombreamento seriam muito altas, devido ao Bloco A e para este não existem áreas significativas na cobertura do prédio para projeto;
- A área útil para projetos de SFCR no Bloco I é de 17.431,29 m²;
- Usando também um fator de perdas de 40%, estima-se que o uso da Laje do Bloco I para dimensionamento de SFCR poderia produzir 6,83 vezes a carga em Iluminação do Bloco G;
- Usando o Bloco G como base de perfil de consumo. Estima-se que a área disponível para SFCR nos Blocos C até o H e mais o Bloco I poderia alimentar o CT do Bloco H até o quarto andar do Bloco A, excluindo o Bloco I;
- Estima-se que a área total útil para Projetos de SFCR no Centro de Tecnologia incluindo todos os Blocos é de 22.572,3 m², excetos A e B;
- E por fim estima-se um potencial de capacidade instalada no Centro de Tecnologia de 3,26 MWp.

Nota 10.1: Este cálculos foram baseados em intervenções realizadas em 2012 e 2013 onde foi quantificado em cada sala das instalações a potência em iluminação instalada no Bloco G, seja nas instalações da COPPE ou da Engenharia Mecânica. O valor encontrado foi de 37.370 W em iluminação valor referente para os cálculos feitos acima.

Nota 10.2: Durante a elaboração deste trabalho a ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica) emitiu o despacho de nº 720, de 25 de março de 2014, dispensando o uso do DSV para microgeração distribuída quando é utilizado o inversor. Porém, seu uso foi mantido neste projeto, pois as distribuidoras do Rio de Janeiro não atualizaram seus esquemáticos elétricos em suas normas de conexão retirando o DSV dos mesmos na presente data de conclusão desta obra acadêmica.

Logo, as sugestões de trabalhos futuros são as seguintes:

- Trabalho para estimativas para taxas de retorno e tempo de compensação financeira de SFCR a nível de microgeração no Brasil;
- Trabalho de dimensionamento de SFCR a nível de Minigeração e de Plantas de Grande Porte (Usinas);
- Trabalhos de dimensionamento especificamente de sistemas de proteção para SFCR de grandes portes;
- Trabalhos de cálculos de compensação financeiras no uso de SFCR para grandes clientes que pagam pela energia reativa e demandas de ultrapassagem de tarifas de uso do sistema de distribuição (TUSD) e de tarifas de energia elétrica (TE).

8 – Referências Bibliográficas

- [1] Resolução do CONFEA Nº 361, DE 10/02/1991. Disponível em: <http://normativos.confea.org.br/downloads/0361-91.pdf>. Acesso em: 17 Mar.2014, 10:01.
- [2] CRESESB-CEPEL, *Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos*, Rio de Janeiro.Ago.2004.Disponível em: http://www.cresesb.cepel.br/publicacoes/download/Manual_de_Engenharia_FV_2004.pdfAcesso em: 17 Mar.2014, 10:42.
- [3] Instituto de Física – UFRGS, *A Energia do Sol*, Rio Grande do Sul. Disponível em: http://www.if.ufrgs.br/mpef/mef008/mef008_02/Beatriz/energia.htm, Acesso em: 17 Mar.2014, 10:42.
- [4] Instituto de Física – UFRGS, *Energia Emitida pelo Sol*, Rio Grande do Sul. Disponível em: http://www.if.ufrgs.br/mpef/mef008/mef008_02/Berenice/aula4.html, Acesso em: 17 Mar.2014, 10:48.
- [5] GREENPRO, *Manual sobre Tecnologias, Projeto e Instalação*, Jan.2004. Disponível em: <http://www.greenpro.de/po/fotovoltaico.pdf>, Acesso em: 17 Mar.2014, 10:54.
- [6] SONDA, *Atlas de Irradiação Solar no Brasil*, 2006. Disponível em: http://sonda.ccst.inpe.br/publicacoes/livros/brazil_solar_atlas_R1.pdf, Acesso em: 17 Mar.2014, 11:00.
- [7] Eletrosul – Eletrobrás, *Energia Solar Fotovoltaica*, Florianópolis, Santa Catarina, 2014. Disponível em: <http://www.eletrosul.gov.br/home/conteudo.php?cd=172>, Acesso em: 17 Mar.2014, 11:05.
- [8] Nota Técnica da EPE, *Análise de Inserção de Geração Solar na Matriz Solar Elétrica Brasileira* – Fonte MB Solar, Rio de Janeiro, Maio, 2012. Disponível em: http://www.epe.gov.br/geracao/Documents/Estudos_23/NT_EnergiaSolar_2012.pdf. Acesso em: 17 Mar.2014, 11:11.
- [9] Nota Técnica da EPE, *Análise de Inserção de Geração Solar na Matriz Solar Elétrica Brasileira* – Fonte MB Solar, Rio de Janeiro, Maio.2012. Disponível em: http://www.epe.gov.br/geracao/Documents/Estudos_23/NT_EnergiaSolar_2012.pdf. Acesso em: 17 Mar.2014, 11:12.
- [10] Nota Técnica da EPE, *Análise de Inserção de Geração Solar na Matriz Solar Elétrica Brasileira* – Fonte Deltoenergie, Rio de Janeiro, Maio, 2012. Disponível em: http://www.epe.gov.br/geracao/Documents/Estudos_23/NT_EnergiaSolar_2012.pdf. Acesso em: 17 Mar.2014, 21:06.

- [11] Nota Técnica da EPE, *Análise de Inserção de Geração Solar na Matriz Solar Elétrica Brasileira* – Fonte ADIRSE/ECOLOGIA VERDE, Rio de Janeiro, Maio.2012. Disponível em:
http://www.epe.gov.br/geracao/Documents/Estudos_23/NT_EnergiaSolar_2012.pdf. Acesso em: 17 Mar.2014, 21:13.
- [12] Relatório Técnico, *A carta do Sol* – LIMA – Laboratório Interdisciplinar de Meio Ambiente – PPE – Programa de Planejamento Energético – COPPE – UFRJ, Rio de Janeiro, 19.Ago. Disponível em:
<http://www.lima.coppe.ufrj.br/includes/pages/projetos/cartadosol/Relatorio%20Tecnico%20para%20a%20Carta%20do%20Sol.pdf>. Acesso em: 17 Mar.2014, 21:59.
- [13] CRESESB-CEPEL, *Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos*, Rio de Janeiro.2014. Disponível em:
http://www.cresesb.cepel.br/publicacoes/download/Manual_de_Engenharia_FV_2014.pdf
- [14] Projeto Final, *Anteprojeto de um Sistema Fotovoltaico de 12kWp Conectado à Rede*, Rio de Janeiro, Out.2011. Disponível em:
<http://monografias.poli.ufrj.br/monografias/monopoli10003952.pdf>. Acesso: 17 Mar.2014, 22:26.
- [15] Projeto Casa Solar Eficiente – CEPEL, *Projeto de Sistema Fotovoltaico*, 2014. Disponível em: <http://www.cresesb.cepel.br/content.php?catid=91>. Acesso em: 17 Mar.2014, 22:31.
- [16] Apostila, *Curso Avançado de Projetista de Sistema Fotovoltaico Conectados à Rede Elétrica com Utilização do Software PVSyst* - D.Sc Malagoli Buiatti - Solarize/ De Loys Arquitetura Solar.
- [17] Nota Técnica da EPE, *Análise de Inserção de Geração Solar na Matriz Solar Elétrica Brasileira*, p 24, Rio de Janeiro, Maio.2012. Disponível em:
http://www.epe.gov.br/geracao/Documents/Estudos_23/NT_EnergiaSolar_2012.pdf. Acesso em: 17 Mar.2014, 22:50.
- [18] Pereira, O.L.S.,Artigo, *Dimensionamento de Inversores para SFRC: Estudo de Caso do Sistema Tubarão* – Santa Catarina, v. 14, n. 01, 2008. Disponível em:
file:///C:/Users/Pedro/Downloads/v14n01_dimensionamento-de-inversores-para-sistemas-fotovoltaicos-conectados-a-rede-eletrica-estudo-de-caso-do-sistema-de-tubarao--sc.pdf Acesso em: 17 Mar.2014, 23:11.
- [20] *Data Sheet de Disjuntores ABB*. Disponível:
<http://www.esnow.it/public/download/Apparecchi%20modulari%20per%20impianti%20fotovoltaici.pdf>. Acesso em: 17 Mar.2014, 23:17.
- [21] ANEEL, *Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST- MÓDULO 3 – REV 5*. Disponível em:
http://www.aneel.gov.br/arquivos/PDF/Modulo3_Revisao_5.pdf. Acesso em: 17 Mar.2014, 23:39.
- [22] *Resolução Normativa 482 – ANEEL*. Disponível em:
<http://www.aneel.gov.br/cedoc/bren2012482.pdf>. Acesso em: 17 Mar.2014, 23:43.

- [23] *Procedimentos para Conexão de Microgeração e Minigeração ao Sistema de Distribuição da Light SESA BT e MT – Até 34,5 kV*. Disponível em: http://www.light.com.br/Repositorio/Recon/LIGHT_Informacao_Tecnica_DTE_DTP_01_2012_Dez2013.pdf. Acesso em: 17 Mar.2014, 23:44.
- [24] Gazoli, J.R., Artigo, Energia solar fotovoltaico – *Sistemas Conectados à rede elétrica: requisitos para a conexão e proteções – Capítulo XI*, 2014. Acesso em: http://www.osestoreletrico.com.br/web/documentos/fasciculos/Ed83_fasc_energia_renovavel_cap11.pdf. Acesso em: 17 Mar.2014, 23:52.
- [25] Instituto Nacional de Meteorologia – INMET, *Dados de Estação Automática do INMET*/ Disponível em: <http://www.inmet.gov.br/sonabra/maps/automaticas.php>. Acesso em 18.Mar.2014, 00:01.
- [26] SONDA – Sistema Nacional de Organização de Dados Ambientais, *Estações Solarimétricas do SONDA*, 2014. Disponível em: <http://sonda.ccst.inpe.br/infos/>. Acesso em: 18.Mar.2014, 00:01.
- [27] Centro de Pesquisa de Energia Elétrica – CEPEL, *Programa Sundata*. Disponível em: <http://www.cresesb.cepel.br/sundata/index.php>. Acesso em: 18.Mar.2014, 00:21.
- [28] Solar and Wind Energy Resource Assessment - SWERA. *Dados de satélite meteorológicos*, 2014. Disponível em: <http://maps.nrel.gov/SWERA>. Acesso em: 18.Mar.2014, 00:26.
- [29] *Atlas Brasileiro de Energia Solar – 2006*. Disponível em: <http://www.americadosol.org/atlas-brasileiro-de-energia-solar/>. Acesso em: 18.Mar.2014, 00:29.
- [30] *Laboratório de Energia Solar – UFRGS*. Disponível em: <http://www.solar.ufrgs.br>. Acesso em: 18.Mar.2014, 00:33.
- [31] *Datasheet do Módulo Fotovoltaico Renesola*. Disponível em: http://helios-resource.ru/solar_panels.files/Datasheet%20Renesola%20JC250-255-260M-24Bb%20-%20POLY%20VIRTUS.pdf. Acesso em: 18.Mar.2014, 00:33.
- [32] *Revendedor de módulos fotovoltaicos Que Barato*. Disponível em: http://rj.quebarato.com.br/rio-de-janeiro/modulos-energia-eletrica-solar__3B5310.html. Acesso em: 18.Mar.2014, 00:47.
- [33] *Data sheet do Inversor Ingecon Sun Smart 12.5*. Disponível em: http://www.ingeteam.com/Portals/0/Catalogo/Producto/Documento/PRD_797_Archivo_ingecon-sun-smart.pdf. Acesso em 18.Mar.2014, 01:14.
- [34] Associação Brasileira de Normas Técnicas – ABNT - NBR 5410 - 2ª edição, *Instalações Elétricas de Baixa Tensão*, 2004. Disponível em: <http://www.ebah.com.br/content/ABAAAfV7IAC/nbr-5410-atualizada>. Acesso em 18.Mar.2014, 01:17.
- [35] *Manual e Catálogo do Eletricista- Schneider*. Disponível em: <http://www.schneider-electric.com.br/documents/electricians/manual-residencial.pdf>. Acesso em 18.Mar.2014, 01:18.

[36] *Dados sobre Cabos Ficap*. Disponível em:
http://www.eleetrotrafo.com/eleetrotrafo/upload/downloads/1347353166queda_tensao.pdf

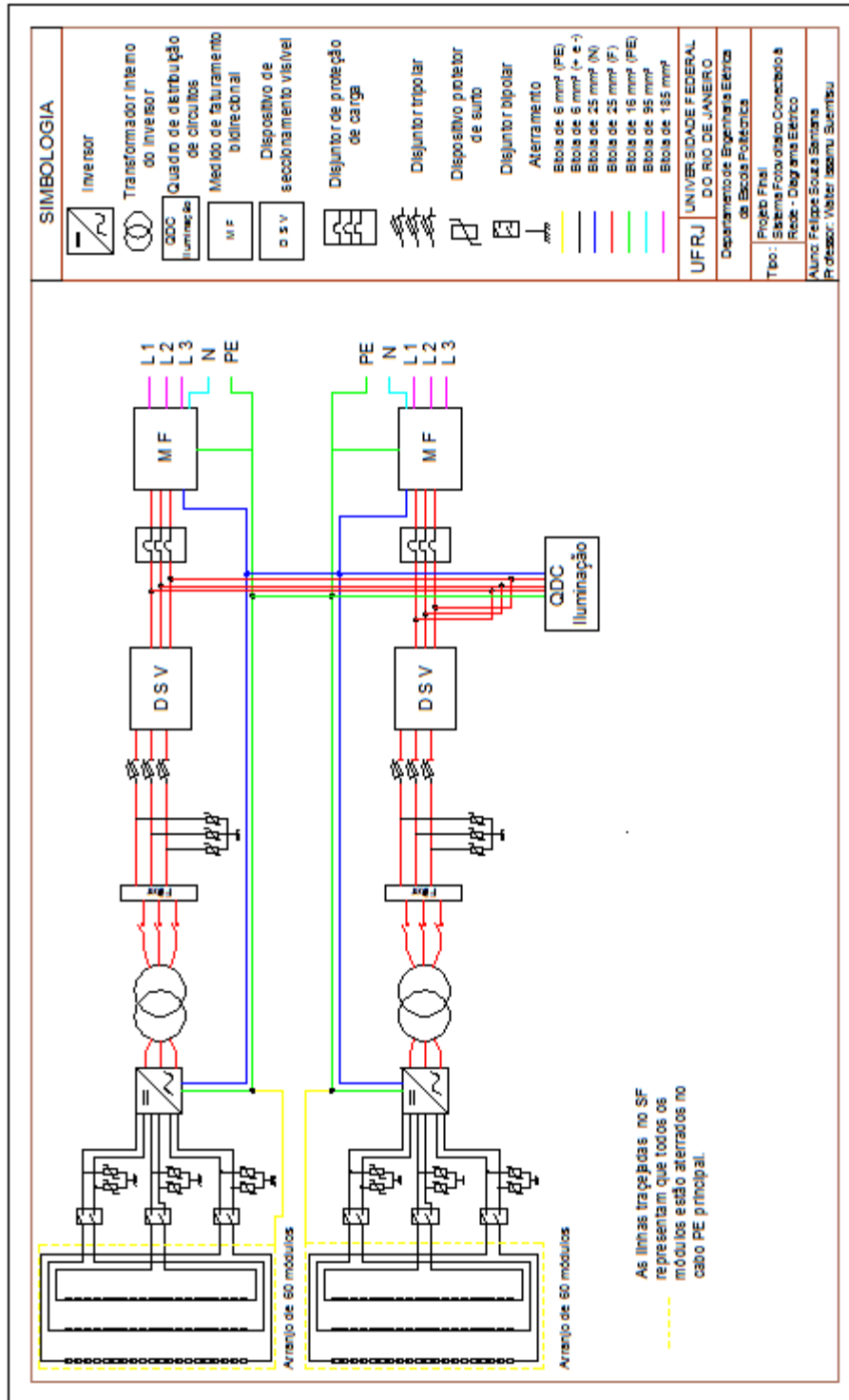
[37] *Modelos de DPS da Siemens*. Disponível em:
<http://www.siemens.com.br/templates/v2/templates/TemplateC.aspx?page=20290&channel=9704>. Acesso em: 18.Mar.2014, 01:21.

[38] Medidor de Energia da Elster. Disponível em:
<http://energia.elster.com.br/pt/A1052.html>. Acesso em: 18.Mar.2014, 01:24.

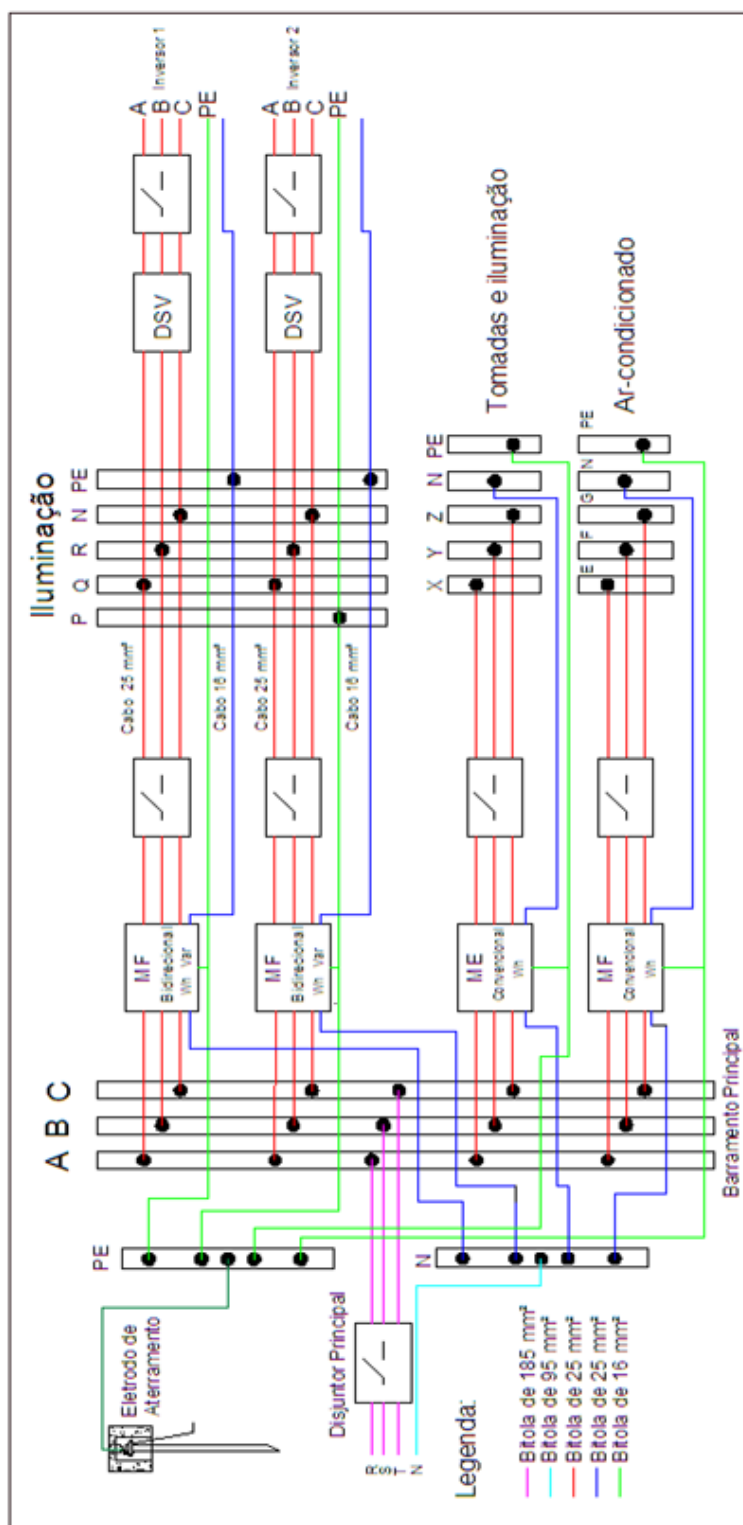
[39] Primeiro sistema de Microgeração Fotovoltaico Conectado ao Sistema de Distribuição Light SESA. Disponível em:
<http://piniweb.pini.com.br/construcao/tecnologia-materiais/residencia-vendera-energia-eletrica-para-a-light-no-rio-de-293762-1.aspx>. Acesso em 18.Mar.2014, 01:26.

[40] *Modelos de DPS da Finger*. Disponível em:
<http://gfinder.findernet.com/assets/Series/67/S7PPT.pdf>. Acesso em: 2.Ago.2014, 19:24.

Anexo I – Diagrama Elétrico do Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede



Anexo II – Conexões do Quadro de Distribuição CA Principal até o SFCR



Anexo III – Folha de Dados do Módulo Solar Fotovoltaico

ReneSola

Virtus[®]

Virtus Module

250W, 255W, 260W



High Module Conversion Efficiencies



Easy Installation and Handling



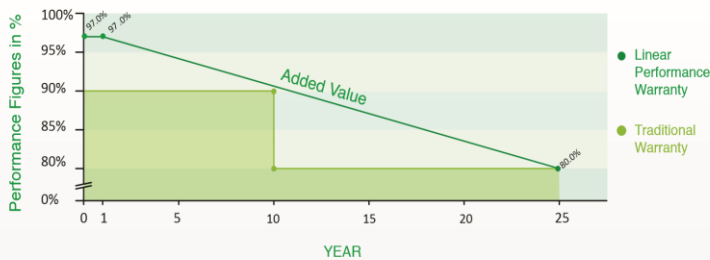
Mechanical Load Capability of up to 5400 Pa



Conforms with IEC 61215:2005,
IEC 61730: 2004, UL 1703 PV Standards



ISO9001, OHSAS18001, ISO14001 Certified



10-year
material & workmanship

25-year
linear power output



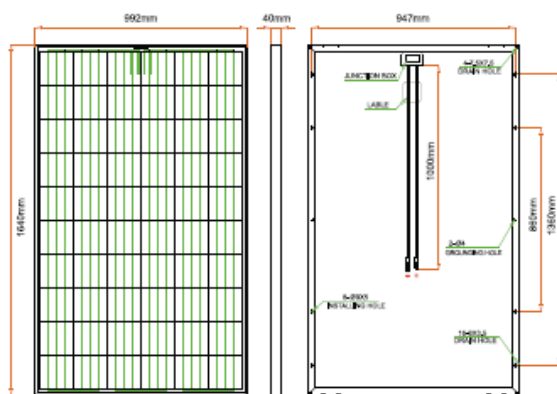
Anexo III – Folha de Dados do Módulo Solar fotovoltaico



Virtus Module

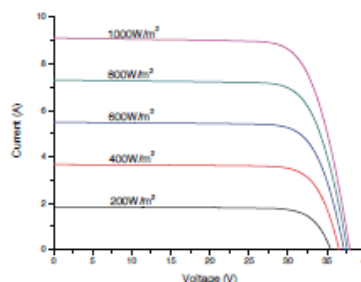
250W, 255W, 260W

Dimensions



Drawing Only for Reference

I-V Curves



Varied Irradiation Efficiencies

Irradiance	200W/m ²	400W/m ²	600W/m ²	800W/m ²	1000W/m ²
Efficiency	15.7%	16.0%	16.1%	16.1%	16.0%

Electrical Characteristics STC

	JC250M-24/Bbv	JC255M-24/Bbv	JC260M-24/Bbv
Maximum Power (P _{max})	250 W	255 W	260 W
Power Tolerance	0 – +5W	0 – +5W	0 – +5W
Module Efficiency	15.4%	15.7%	16.0%
Maximum Power Current (I _{mp})	8.29 A	8.43 A	8.56 A
Maximum Power Voltage (V _{mp})	30.2 V	30.3 V	30.4 V
Short Circuit Current (I _{sc})	8.84 A	8.98 A	9.09 A
Open Circuit Voltage (V _{oc})	37.3 V	37.4 V	37.6 V

Values at Standard Test Conditions STC (Air Mass AM1.5, Irradiance 1000W/m², Cell Temperature 25°C)

Electrical Characteristics NOCT

	JC250M-24/Bbv	JC255M-24/Bbv	JC260M-24/Bbv
Maximum Power (P _{max})	186 W	189 W	193 W
Maximum Power Current (I _{mp})	6.59 A	6.69 A	6.77 A
Maximum Power Voltage (V _{mp})	28.2 V	28.2 V	28.5 V
Short Circuit Current (I _{sc})	7.13 A	7.20 A	7.27 A
Open Circuit Voltage (V _{oc})	35.0 V	35.0 V	35.2 V

Values at Normal Operating Cell Temperature, Irradiance of 800 W/m², spectrum AM 1.5, ambient temperature 20°C, wind speed 1 m/s

Mechanical Characteristics

Cell Type	156 x156 mm Virtus, 60 (6x10) pcs in series
Glass	High Transmission, Low Iron, Tempered Glass
Frame	Anodized Aluminum Alloy
Junction Box	IP65/IP67 rated, with bypass diodes
Dimension	*1640 x 992 x 40 mm
Output Cable	4 mm ² (EU)/12 AWG (US), 1000 mm
Weight	19 Kg
Installation Hole Location	See Drawing Above

Characteristics

Temperature Coefficient of V _{oc}	-0.29%/°C
Temperature Coefficient of I _{sc}	0.04%/°C
Temperature Coefficient of P _{max}	-0.39%/°C
Nominal Operating Cell Temperature (NOCT)	45°C±2°C

Packing Information

Container	20' GP	40' GP	40' HQ
Pallets per Container	12	28	28
Pieces per Container	300	700	770

Rev.No: K/702/2012.06 *Contact ReneSola for tolerance specification
CAUTION: All rights reserved. Design and specification are subject to change without prior notice.

Maximum Ratings

Operating Temperature	-40°C – + 85°C
Maximum System Voltage	1000VDC (EU) / 600VDC (US)
Maximum Series Fuse Rating	20A (EU) / 15A (US)

Anexo IV – Folha de Dados do Inversor

INGECON

SUN

Smart
With transformer

A ROBUST SOLUTION FOR OUTDOOR PV SYSTEMS

10 / 12.5 / 15 / 20 / 25 / 30

Three phase inverter for medium sized industrial roofs and for plants with solar tracking systems.

Maximum efficiency

Advanced maximum power point tracker system (MPPT).

Robust design

Stainless steel housing for indoor and outdoor installation (IP54). Able to withstand extreme temperatures.

Easy to install

Quick connectors. Manual disconnection from the grid.

Easy to maintain

Electronics block is easily replaceable from outside. Internal datalogger for up to 3 months data storage. Control from either a remote PC or on-site from the inverter front key pad. Status and alarm LED indicators. LCD Screen. Useful life of more than 20 years.

Software included

Included at no extra cost are the INGECON® SUN Manager, INGECON® SUN Monitor and its iSun Monitor smartphone version for monitoring and recording the inverter data over the internet.

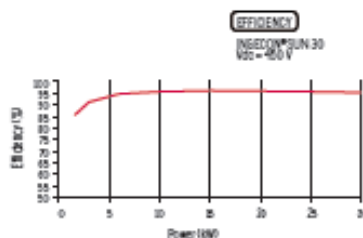
Standard 5 year warranty, extendable for up to 25 years

PROTECTIONS

- Galvanic isolation between the DC and AC side.
- Reverse polarity.
- Output short-circuits and overloads.
- Insulation failures.
- Anti-islanding with automatic disconnection.

OPTIONAL ACCESSORIES

- DC breaker.
- Inter-inverter communication via RS-485, Ethernet or Bluetooth.
- GSM/GPRS remote communication.
- Additional type 2 voltage surge arresters at the input and output.
- Grounding kit if required for the PV modules.
- PV connectors type 3 or 4.



www.ingeteam.com
solar.energy@ingeteam.com

Ingeteam

Anexo IV – Folha de Dados do Inversor

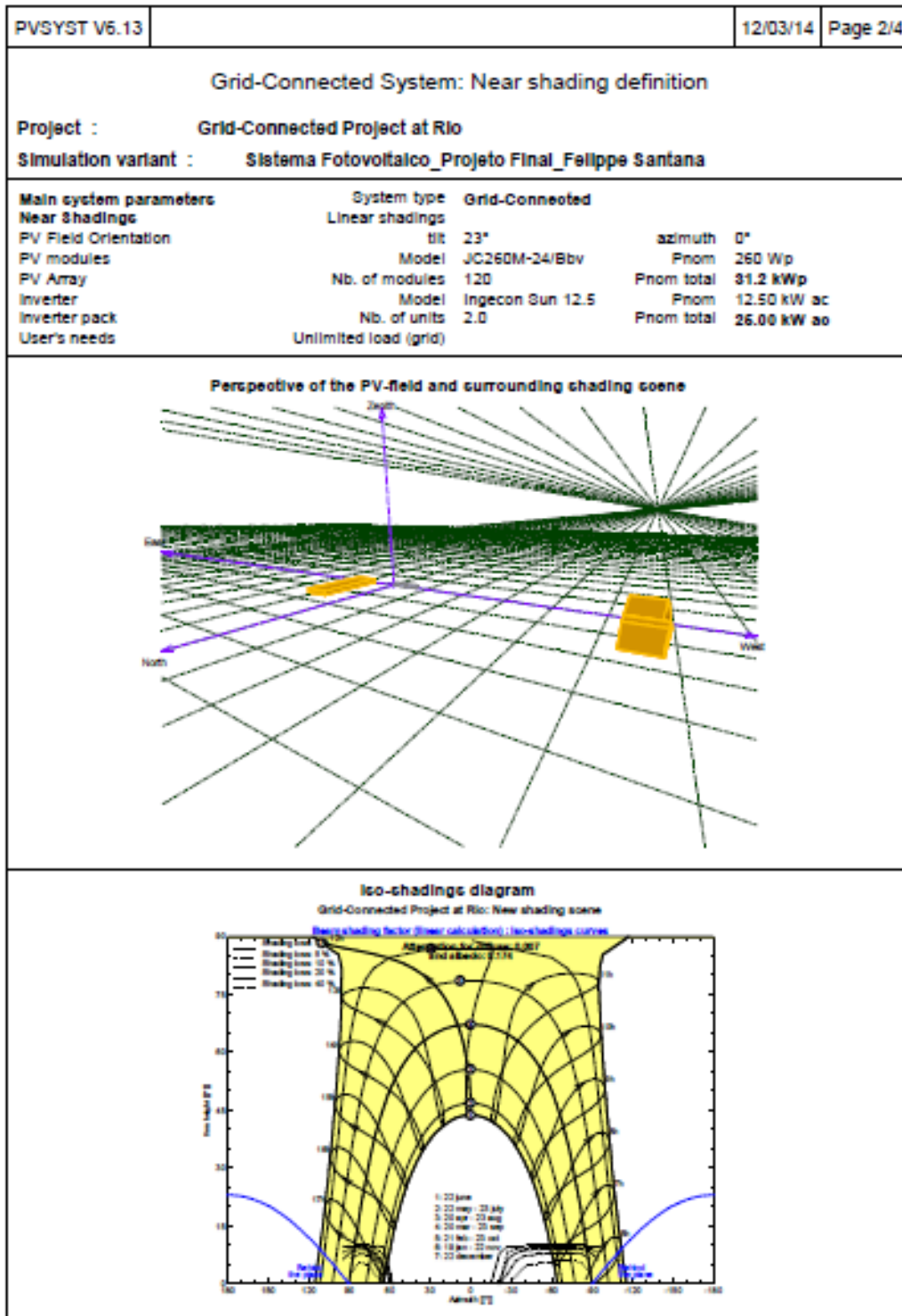
	10	12.5	15	20	25	30
Input (DC)						
Recommended PV array power range ^a	11 - 13 kWp	13 - 16 kWp	16 - 20 kWp	21 - 26 kWp	26 - 33 kWp	31 - 39 kWp
Voltage range MPP ^b	405 - 750 V	405 - 750 V	405 - 750 V	405 - 750 V	405 - 750 V	405 - 750 V
Maximum voltage DC ^b	900 V	900 V	900 V	900 V	900 V	900 V
Maximum current DC	26 A	32 A	26 A	52 A	66 A	78 A
DC inputs	8	8	8	1	1	1
MPTT	1	1	1	1	1	1
Output (AC)						
Rated power AC ^c	11 kW	13 kW	16 kW	22 kW	27.5 kW	33 kW
Maximum current AC	19 A	22 A	23 A	37 A	50 A	50 A
Rated voltage AC	400 V	400 V	400 V	400 V	400 V	400 V
Frequency AC	50/60 Hz	50/60 Hz	50/60 Hz	50/60 Hz	50/60 Hz	50/60 Hz
PF1 Cosφ ^d	1	1	1	1	1	1
PF1 Cosφ adjustable	Yes, Smart-11 kVA	Yes, Smart-13 kVA	Yes, Smart-16 kVA	Yes, Smart-22 kVA	Yes, Smart-27.5 kVA	Yes, Smart-33 kVA
THD ^e	<7%	<7%	<7%	<7%	<7%	<7%
Efficiency						
Maximum efficiency	94.9%	94.9%	94.9%	96.1%	96.1%	96.1%
Europe efficiency	93.3%	93.5%	93.8%	94.5%	94.9%	96.2%
General Information						
Air cooling	433 m³/h	433 m³/h	433 m³/h	674 m³/h	674 m³/h	674 m³/h
Stand by consumption ^f	30 W	30 W	30 W	30 W	30 W	30 W
Consumption at night	1 W	<5 W	1 W	1 W	1 W	1 W
Ambient temperature	-20°C to +65°C	-20°C to +65°C	-20°C to +65°C	-20°C to +65°C	-20°C to +65°C	-20°C to +65°C
Relative humidity (non condensing)	0 - 95%	0 - 95%	0 - 95%	0 - 95%	0 - 95%	0 - 95%
Protection class	IP54	IP54	IP54	IP54	IP54	IP54
<p>Notes: ^a Depending on the type of installation and geographical location ⇒ Must not be exceeded under any circumstances. Consider the voltage increase of the Voc at low temperatures ^b AC Power for 40°C ambient temperature. For each °C of increase, the output power will be reduced at the rate of 1.8%. ⇒ For P_{max} 25% of the rated power and voltage in accordance with IEC 61000-3-4 ⇒ Consumption from PV field ^c Compliance with standards: CE, IEC61000-6-2, IEC61000-6-3, EN6178, R101E92011, P0.12.3, VDE-AR-N-4105, VDE0176-1-1, CEI11 20, CEI0 21, Atex suite V011ERNA, AmB573 04 2008, Mv Guidance IEC618, IEC617.</p>						
<p>Smart</p>						
<p>Size and weight (kg)</p>						

Ingeteam

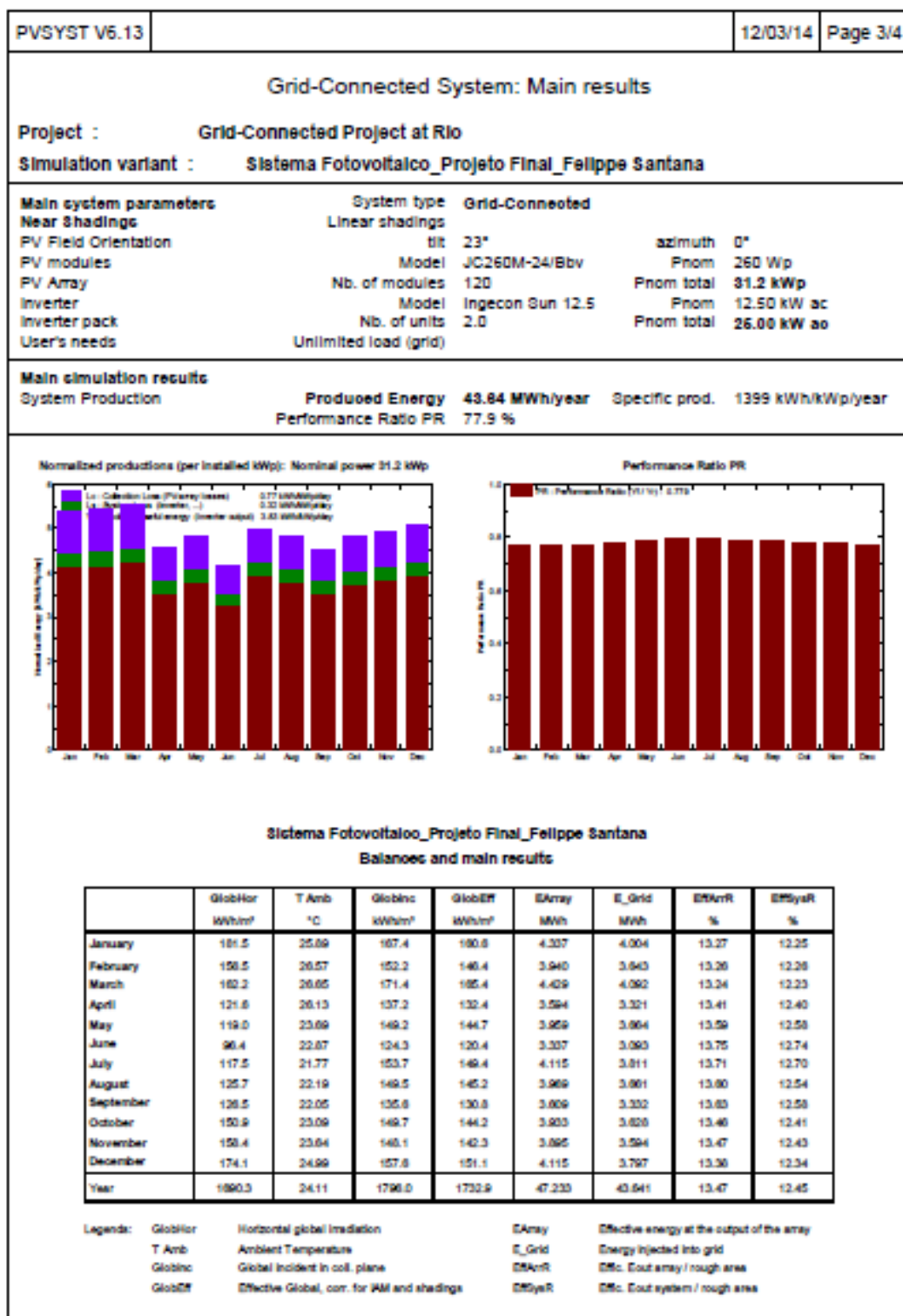
Anexo V – Relatório de Produção do PVsyst

PVSYST V6.13		12/03/14	Page 1/4
Grid-Connected System: Simulation parameters			
Project : Grid-Connected Project at Rio			
Geographical Site	Rio	Country	Brazil
Situation	Latitude 22.9°S	Longitude	43.2°W
Time defined as	Legal Time Time zone UT-3	Altitude	13 m
	Albedo 0.20		
Meteo data:	Rio de Janeiro	Synthetic - Meteorom 6.1	
Simulation variant : Sistema Fotovoltaico_Projeto Final_Felippe Santana			
	Simulation date	12/03/14 02h30	
Simulation parameters			
Collector Plane Orientation	Tilt 23°	Azimuth	0°
Models used	Transposition Perez	Diffuse	Measured
Horizon	Free Horizon		
Near Shadings	Linear shadings		
PV Array Characteristics			
PV module	SI-poly	Model JC280M-24/Bbv	
		Manufacturer Renesola	
Number of PV modules	In series 20 modules	In parallel	6 strings
Total number of PV modules	Nb. modules 120	Unit Nom. Power	260 Wp
Array global power	Nominal (STC) 31.2 kWp	At operating cond.	28.16 kWp (50°C)
Array operating characteristics (50°C)	U mpp 548 V	I mpp	51 A
Total area	Module area 186 m ²		
Inverter			
		Model Ingecon Sun 12.6	
		Manufacturer Ingeteam	
Characteristics	Operating Voltage 405-750 V	Unit Nom. Power	12.5 kW AC
Inverter pack	Number of inverter 2 units	Total Power	25.0 kW AC
PV Array loss factors			
Thermal Loss factor	Uc (const) 20.0 W/m ² K	Uv (wind) 0.0 W/m ² K / m/s	
Wiring Ohmic Loss	Global array res. 118 mOhm	Loss Fraction	1.0 % at STC
LID - Light Induced Degradation		Loss Fraction	2.0 %
Module Quality Loss		Loss Fraction	-1.0 %
Module Mismatch Losses		Loss Fraction	1.0 % at MPP
Incidence effect, ASHRAE parametrization	IAM = 1 - bo (1/cos I - 1)	bo Param.	0.05
System loss factors			
Wiring Ohmic Loss	Wires 75 m 3x10 mm ²	Loss Fraction	3.0 % at STC
User's needs :	Unlimited load (grid)		

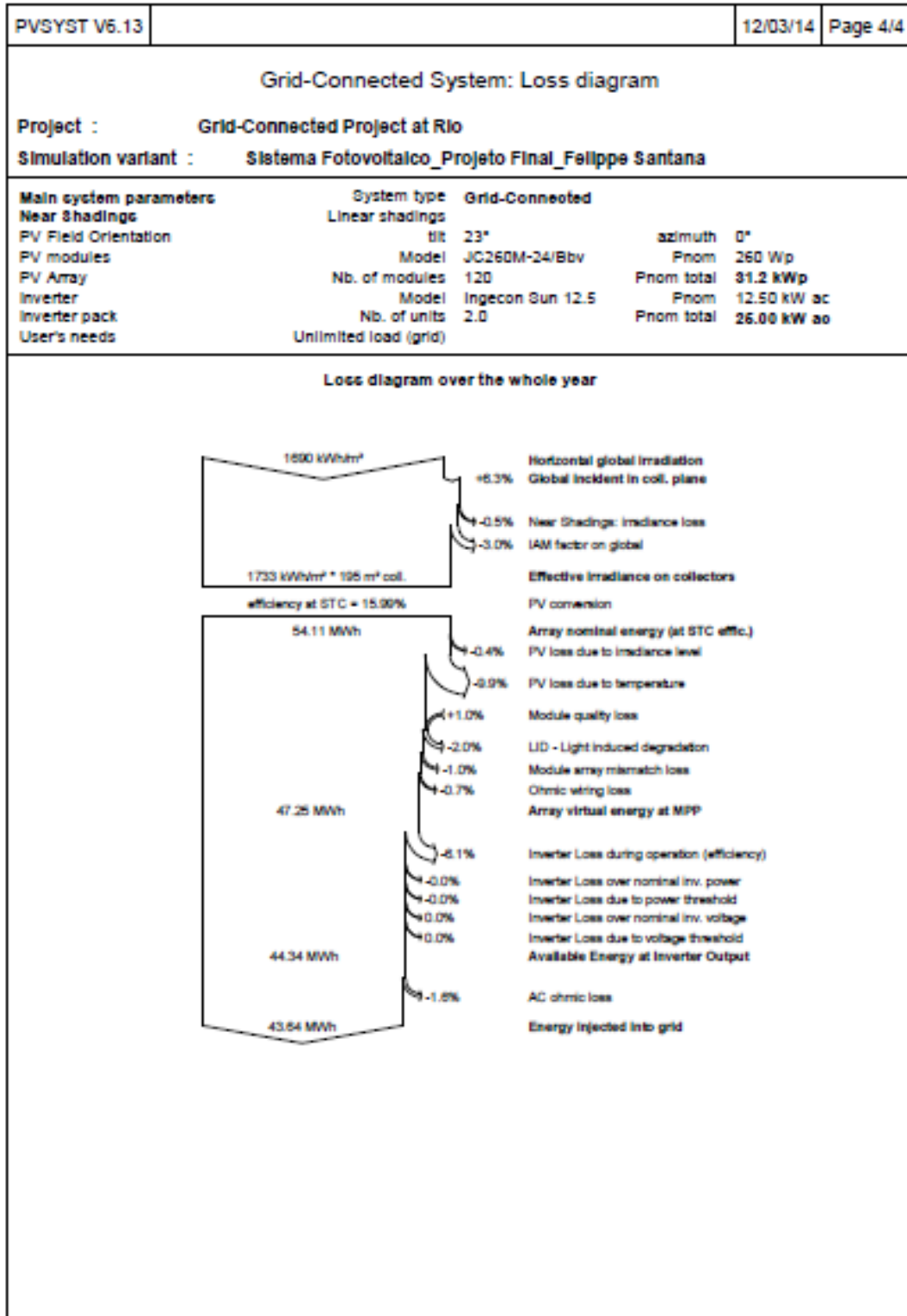
Anexo V – Relatório de Produção do PVsyst



Anexo V – Relatório de Produção do PVsyst



Anexo V – Relatório de Produção do PVsyst



Anexo VI – Dados de impedância dos cabos Noflan Antichama Flexível BWF 750 V

Queda de tensão
Unitária em V/A.km

Tabela 6

Seção nominal (mm ²)	Eletroduto e calha fechada Material Magnético a)						Cabos Unipolares b)						Cabos Unipolar e bipolar b)		Cabos Trípolar e tetrapolar b)			
	Cabos em Trifólio		Cabo tripolar		Sistema Monofásico		Monofásico			Trifásico			Sistema Monofásico		Sistema Trifásico			
	F.P.	F.P.	F.P.	F.P.	F.P.	F.P.	Cabos espaçados de 1 diâmetro	Cabos espaçados de 20 cm	Cabos espaçados de 1 diâmetro	Cabos espaçados de 20 cm	Cabos Contíguos	Cabos em Trifólio	F.P.	F.P.	F.P.	F.P.	F.P.	F.P.
1,5	0,80	0,92	0,80	0,82	0,80	0,92	0,80	0,82	0,80	0,92	0,80	0,92	0,80	0,92	0,80	0,92	0,80	0,92
2,5	20,24	23,19	20,19	23,15	20,19	23,15	23,45	26,83	23,72	27,00	20,31	23,23	20,54	23,38	20,26	23,20	20,24	23,19
4	12,45	14,24	12,41	14,21	12,41	14,21	14,46	16,49	14,71	16,66	12,52	14,28	12,74	14,43	12,47	14,25	12,45	14,24
6	7,80	8,89	7,77	8,87	7,77	8,87	9,09	10,32	9,33	10,48	7,87	8,94	8,08	9,08	7,82	8,90	7,80	8,89
10	5,25	5,97	5,22	5,95	5,22	5,95	6,15	6,95	6,39	7,10	5,33	6,02	5,53	6,15	5,27	5,98	5,25	5,97
16	3,17	3,58	3,14	3,56	3,14	3,56	3,74	4,18	3,97	4,33	3,24	3,62	3,44	3,75	3,19	3,59	3,17	3,58
25	2,03	2,27	2,01	2,26	2,01	2,26	2,43	2,68	2,65	2,82	2,10	2,32	2,29	2,44	2,05	2,29	2,03	2,27
35	1,33	1,47	1,31	1,45	1,31	1,45	1,62	1,75	1,82	1,88	1,40	1,51	1,57	1,63	1,35	1,48	1,33	1,47
50	0,99	1,08	0,97	1,06	0,97	1,06	1,22	1,30	1,41	1,42	1,06	1,12	1,22	1,23	1,00	1,09	0,99	1,08
70	0,76	0,82	0,74	0,80	0,74	0,80	0,96	1,00	1,14	1,11	0,83	0,86	0,99	0,96	0,78	0,83	0,76	0,82
95	0,56	0,59	0,54	0,58	0,54	0,57	0,73	0,73	0,89	0,84	0,63	0,63	0,77	0,73	0,57	0,60	0,56	0,58
120	0,43	0,44	0,42	0,43	0,42	0,43	0,58	0,56	0,74	0,66	0,50	0,49	0,64	0,58	0,45	0,45	0,43	0,44
150	0,36	0,37	0,35	0,36	0,35	0,36	0,50	0,47	0,65	0,57	0,43	0,41	0,56	0,49	0,38	0,37	0,36	0,36
185	0,32	0,31	0,30	0,30	0,30	0,30	0,45	0,41	0,58	0,50	0,39	0,35	0,51	0,43	0,33	0,32	0,32	0,31
240	0,28	0,27	0,26	0,26	0,26	0,25	0,40	0,35	0,53	0,44	0,34	0,31	0,46	0,38	0,29	0,27	0,27	0,26
300	0,24	0,22	0,23	0,22	0,22	0,21	0,35	0,30	0,47	0,38	0,30	0,26	0,41	0,33	0,25	0,23	0,24	0,22
400	0,21	0,20	-	-	0,20	0,18	0,32	0,27	0,43	0,34	0,28	0,23	0,37	0,30	0,23	0,20	0,21	0,19
500	0,19	0,17	-	-	0,18	0,16	0,29	0,24	0,40	0,31	0,26	0,21	0,34	0,26	0,20	0,17	0,19	0,17
500	0,18	0,16	-	-	0,16	0,15	0,28	0,22	0,37	0,28	0,24	0,19	0,32	0,24	0,19	0,16	0,17	0,15

Anexo VII – Tabela de Dimensionamento de Bitolas de Cabos CC e CA

Circuito	I (CC) x 1,25 e I (CA)	Fator de agrupamento	Fator de correção para temperatura	I _{PROJ} (A)	Condutor (mm ²)	Trecho (m)
1	11,363 A (CC)	0,57 (3+, 3 - e 3 PE)	0,71 (50°C)	56,152	6	140,00
2	11,363 A (CC)	0,57 (3+, 3 - e 3 PE)	0,71 (50°C)	56,152	6	140,00
3	11,363 A (CC)	0,57 (3+, 3 - e 3 PE)	0,71 (50°C)	56,152	6	140,00
4	11,363 A (CC)	0,57 (3+, 3 - e 3 PE)	0,71 (50°C)	56,152	6	140,00
5	11,363 A (CC)	0,57 (3+, 3 - e 3 PE)	0,71 (50°C)	56,152	6	140,00
6	11,363 A (CC)	0,57 (3+, 3 - e 3 PE)	0,71 (50°C)	56,152	6	140,00
7	22,000 A (CA)	1,00 (A, B, C e PE)	0,94 (30°C)	93,167	25	25
8	22,000 A (CA)	1,00 (A, B, C e PE)	0,94 (30°C)	93,167	25	25

Anexo VIII – Tabela de Dimensionamento de Eletrodutos

Seção nominal (mm ²)	Número de condutores dentro do eletroduto									Tamanho nominal do eletroduto (mm)
	2	3	4	5	6	7	8	9	10	
1,5	16	16	16	16	16	16	20	20	20	Tamanho nominal do eletroduto (mm)
2,5	16	16	16	20	20	20	20	25	25	
4	16	16	20	20	20	25	25	25	25	
6	16	20	20	25	25	25	25	32	32	
10	20	20	25	25	32	32	32	40	40	
16	20	25	25	32	32	40	40	40	40	
25	25	32	32	40	40	40	50	50	50	
35	25	32	40	40	50	50	50	50	60	
50	32	40	40	50	50	60	60	60	75	
70	40	40	50	60	60	60	75	75	75	
95	40	50	60	60	75	75	75	85	85	
120	50	50	60	75	75	75	85	85		
150	50	60	75	75	85	85				
185	50	75	75	85	85					
240	60	75	85							