

UNIVERSIDADE FEDERAL DE CAMPINA GRANDE
CENTRO DE ENGENHARIA ELÉTRICA E INFORMÁTICA
CURSO DE GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA



Universidade Federal
de Campina Grande

DJALMA LACERDA LOPES SEGUNDO

TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO

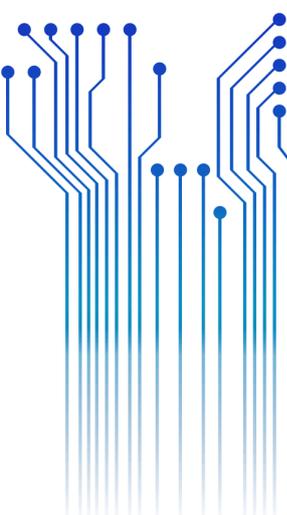


Centro de Engenharia
Elétrica e Informática

ENERGIA FOTOVOLTAICA: ESTUDO DE CASO DE UMA
CERÂMICA



Departamento de
Engenharia Elétrica



Campina Grande

2018

DJALMA LACERDA LOPES SEGUNDO

ENERGIA FOTOVOLTAICA: ESTUDO DE CASO DE UMA CERÂMICA

*Trabalho de Conclusão de Curso submetido à
Coordenação de Graduação em Engenharia
Elétrica da Universidade Federal de Campina
Grande como parte dos requisitos necessários
para a obtenção do grau de Engenheiro
Eletricista.*

Área de Concentração: Processamento de Energia

Orientador:

Professor Leimar de Oliveira, D.Sc.

Campina Grande, Paraíba, março de 2018

DJALMA LACERDA LOPES SEGUNDO

ENERGIA FOTOVOLTAICA: ESTUDO DE CASO DE UMA CERÂMICA

*Trabalho de Conclusão de Curso submetido à
Coordenação de Graduação em Engenharia
Elétrica da Universidade Federal de Campina
Grande como parte dos requisitos necessários
para a obtenção do grau de Engenheiro
Eletricista.*

Área de Concentração: Processamento de Energia

Aprovado em / /

Professor Avaliador

Universidade Federal de Campina Grande

Avaliador

Professor Leimar de Oliveira, D.Sc.

Universidade Federal de Campina Grande

Orientador, UFCG

À minha família, em especial aos meus pais Djalma e Raudilene e as minhas irmãs Kamila, Lilian e Ivone, que sempre me apoiaram e me deram totais condições para a realização deste sonho, dedico.

AGRADECIMENTOS

Agradeço a Deus por seu imensurável amor e por permitir a realização deste sonho, sempre me dando sabedoria divina, discernimento, força de vontade e principalmente de me erguer quando já não tinha mais nenhuma condição de seguir adiante, e a partir daí proporcionar a superação nos momentos de maiores dificuldades.

À minha família, sem nenhuma exceção, por todos os incentivos dados na realização deste sonho. Aos meus pais, Djalma e Raudilene, pela base sólida que me proporcionaram, pelo amor, cuidados e sacrifícios que fizeram e têm feito por mim, não deixando de acreditarem e sempre me apoiando ao longo desta jornada.

Às minhas irmãs, Kamila, Lilian e Ivone, por estarem sempre ao meu lado, por me incentivarem, pelo amor, carinho, afeto, amizade e cumplicidade de sempre.

Aos meus avôs Raulino e Belarmina, por todos os ensinamentos, pelo seu exemplo e por todos os seus inquestionáveis apoios.

Agradeço a todos os meus tios e tias, em especial Rosilene, Romildo, Rosiane, Rosane, Luzinete, Naldo e Naldilene, por também caminharem junto a mim ao longo dessa trajetória, sempre me apoiando e incentivando.

Agradeço aos primos e primas, em especial Renam, Rafael, Romildo Júnior, José Helder, Clemar e Rafael, que compartilharam de marcantes momentos dessa jornada, fossem eles bons ou difíceis.

Aos meus sobrinhos, Bosco Neto e Isabelle, pelo amor imensurável que me fazem sentir e por mim fazerem ser uma eterna criança, sempre vivendo com alegria e confiança, e também por mostrarem que por mais que venham os momentos difíceis, o sorriso virá seguidamente.

Às minhas famílias de EJC, Chamas do Senhor e Trilhas da Esperança, por todo o apoio, incentivo e ensinamentos que me proporcionam.

Agradeço a todos os amigos, em especial Rodrigo, Andson, André, João Vitor, Victor, Vinicius, Beto, Joca e William pelo companheirismo e por terem compartilhado de momentos bons e difíceis ao longo do curso, proporcionando uma jornada mais leve e superável.

Agradeço a todos da Família Pordeus e Pereira, nas pessoas de Tizé, Tia Munda, Tia Áurea, e todos os tios e tias, Luzinete, Remédios, José Paulo, Marcos, Cléa e José Roberto, por todo o apoio e bons momentos compartilhados em família.

Agradeço a essa Instituição UFCG, a todos os colegas, professores e funcionários do Departamento de Engenharia Elétrica, pela atenção, apoio e colaboração enquanto graduando.

Ao meu professor e orientador, Leimar, pela confiança, paciência e amizade. Agradeço pela atenção dedicada às sugestões e pelo incentivo.

A todos que, de alguma forma, enriqueceram minha vida e colaboraram direta ou indiretamente na concretização deste sonho, meu muito obrigado!

*“E, sobre tudo isto, revesti-vos de amor, que é o
vínculo da perfeição.”*

Colossenses 3: 14

RESUMO

Com o crescimento tecnológico e a expansão do setor elétrico, atrelado a preocupação com um futuro sustentável, a energia solar tem sido explorada cada vez mais, por ser uma fonte de energia “limpa” e inesgotável. Uma vez que a adesão às fontes de energias renováveis tem crescido mundialmente, a energia fotovoltaica tem despertado o interesse de muitos empresários, companhias de energia e diversos consumidores de energia elétrica, pelo fato de ser atraente economicamente. O trabalho desenvolvido mostra todos os componentes de um sistema fotovoltaico, fazendo uma análise das partes construtivas e funcionais de cada equipamento utilizado, bem como a geração de energia elétrica a partir do sistema implantado. É mostrado a configuração do sistema fotovoltaico conectado à rede, constituído por um sistema com 304 módulos de 320 Wp, ligados em série e em paralelo com 2 inversores CC – AC de 40 kW, produzindo uma média mensal de 14.655,00 kWh de energia elétrica. Ao final do trabalho é apresentado o estudo de viabilidade econômica do projeto do sistema fotovoltaico implantado, sendo analisado 3 (três) cenários de acordo com possíveis formas de pagamento e de alimentação por parte da Concessionária. Verifica-se que o projeto é considerado viável economicamente após análise dos métodos financeiros aplicados.

Palavras-chave: Energia Solar; Sistema Fotovoltaico; SFCR; Viabilidade Econômica.

ABSTRACT

With the technological growth and expansion of the electricity sector, together with a concern for a sustainable future, solar energy has been explored more and more, as a source of clean and inexhaustible energy. Since adherence to renewable energy sources has grown worldwide, photovoltaic energy has attracted the interest of many entrepreneurs, energy companies and consumers of electric energy because, it is economically attractive. The work shows all the components of a photovoltaic system, making an analysis of the constructive and functional parts of each equipment used, as well the generation of electric energy from the implanted system. The configuration of the grid connected to photovoltaic system is shown, consisting of a system with 304 modules of 320 Wp, connected in series and in parallel with 2 DC - AC 40 kW inverters, producing a monthly average of 14,655.00 kWh of electric energy. At the end, an economic feasibility study for the implanted photovoltaic system project is presented, and three (3) scenarios were analyzed according to possible ways of payment and feeding by the Concessionaire. It is verified that the project is considered viable economically after analyzing the applied financial methods.

Keywords: Solar Energy; Photovoltaic System; SFCR; Economic Feasibility.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Irradiação horizontal no Brasil.....	11
Figura 2 – Potência instalada da energia fotovoltaica.	12
Figura 3 – Estrutura básica de uma célula fotovoltaica de silício.	17
Figura 4 – Célula fotovoltaica de silício monocristalino (m-Si).	19
Figura 5 – Células fotovoltaicas de silício policristalino (p-Si).	20
Figura 6 – Células fotovoltaicas de silício amorfo (a-Si).....	21
Figura 7 – Células fotovoltaicas de disseleneto de cobre e índio (CIS).	22
Figura 8 – Células fotovoltaicas de telureto de cádmio (CdTe).	22
Figura 9 – Módulo fotovoltaico.....	23
Figura 10 – Variação da curva característica IxV com a temperatura.....	25
Figura 11 – Variação da curva característica IxV com a potência.	25
Figura 12 – Painéis fotovoltaicos do projeto em estudo.....	26
Figura 13 – Módulos fotovoltaicos conectados em série.	27
Figura 14 – Módulos fotovoltaicos conectados em paralelo.	27
Figura 15 – Associação mista de módulos fotovoltaicos.	28
Figura 16 – Esquema de conexão dos SFCRs.	31
Figura 17 – Etapas de acesso de centrais geradoras ao sistema de distribuição da Energisa.	34
Figura 18 – Localização da Cerâmica Pereira LTDA.	38
Figura 19 – Atlas Solarimétrico com níveis de irradiação horizontal global na localização da Cerâmica.	38
Figura 20 – Construção da base do galpão para armazenamento de produtos cerâmicos e suportação dos módulos fotovoltaicos.....	40
Figura 21 – Galpão construído para armazenamento de produtos cerâmicos e suportação dos módulos fotovoltaicos.	40
Figura 22 – Módulos fotovoltaicos em instalação.....	41
Figura 23 – Módulos fotovoltaicos instalados.....	41
Figura 24 – Fixação dos módulos fotovoltaicos à base.	42
Figura 25 – Travamento dos módulos entre si.	43
Figura 26 – Inversor REFUsol 40 kW.....	46

Figura 27 – Inversores REFUsol 40 kW alocados em subestação abrigada.	46
Figura 28 – Diagrama Elétrico da Cerâmica com o sistema fotovoltaico conectado à rede.	52
Figura 29 – <i>String box</i> conectada abaixo do inversor.	55
Figura 30 – Disjuntor termomagnético utilizado no lado CA.	55
Figura 31 – Tela inicial do <i>software PVSystem</i>	56
Figura 32 – Tela para ajuste da orientação e ângulo de inclinação dos módulos fotovoltaicos.	57
Figura 33 – Tela para ajuste de potência de pico, modelos de módulos fotovoltaicos e inversores.....	58
Figura 34 – Resultados detalhados da simulação.	59

LISTA DE TABELAS

Tabela 1: Propriedades do Silício.....	16
Tabela 2: Tensões padronizadas para a média tensão.	34
Tabela 3: Tensões nominais primárias de fornecimento.	35
Tabela 4: Valores de irradiação solar diário média mensal no plano horizontal.....	39
Tabela 5: Valores de irradiação solar diário média mensal no plano inclinado.....	39
Tabela 6: Histórico de consumo mensal em kWh.	43
Tabela 7: Detalhamento de toda a cabeaço do projeto.	53
Tabela 8: Modalidade tarifária na qual a Cerâmica está inserida.....	61
Tabela 9: Economia de impostos com base no mês de Fevereiro de 2018.	61
Tabela 10: Orçamento do projeto da UFV Cerâmica Pereira.....	62
Tabela 11: Fluxo de Caixa do projeto para o Cenário 1.....	64
Tabela 12: Cálculo de VPL e TIR para o Cenário 1.....	65
Tabela 13: Economia de impostos com base no mês de Fevereiro de 2018.	66
Tabela 14: Fluxo de Caixa do projeto para para o Cenário 2.....	66
Tabela 15: Cálculo do VPL e TIR para o Cenário 2.	67
Tabela 16: Fluxo de Caixa do projeto para o Cenário 3.	68
Tabela 17: Cálculo de VPL e TIR para o Cenário 3.....	69

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
a-Si	Silício amorfo
CA	Corrente Alternada
CC	Corrente Contínua
CdS	Sulfato de Cádmio
CdTe	Telureto de Cádmio
CIS	Disseleneto de Cobre e Índio
CRESESB	Centro de Referência para as Energias Solar e Eólica Sérgio de S. Brito
c-Si	Silício cristalino
FDI	Fator de Dimensionamento dos Inversores
FF	Fator de Forma
HSP	Horas de Sol Pleno
MPPT	<i>Maximum Power Point Tracking</i>
m-Si	Silício monocristalino
NDU	Norma de Distribuição Unificada
OTI	Óxido de Estanho e Índio
p-Si	Silício policristalino
QDF	Quadro de Força
QGF	Quadro Geral de Força
RN	Resolução Normativa
SDEE	Sistema de Distribuição de Energia Elétrica
SFCR	Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede
SPPM	Seguido de Ponto de Potência Máxima
STC	<i>Standart Test Condition</i>
TD	Taxa de Desempenho
TIR	Taxa interna de Retorno
TMA	Taxa Mínima de Atratividade
TMT	Tempo Máximo Tolerado

UFV

Unidade Fotovoltaica

VPL

Valor Presente Líquido

SUMÁRIO

1. Introdução	18
1.1. Objetivos	20
1.1.1. Objetivo Geral	20
1.1.2. Objetivos Específicos	20
1.2. Estrutura do Trabalho	20
2. Fundamentação Teórica.....	22
2.1. Efeito Fotoelétrico	22
2.2. Sistema Fotovoltaico.....	25
2.2.1. Células Fotovoltaicas	205
2.2.2. Módulos Fotovoltaicos.....	20
2.2.3. Painel Fotovoltaico.....	33
2.2.4. Inversores	36
2.3. Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede (SFCR)	37
2.4. Resolução e Normas	39
2.4.1. Resolução Normativa ANEEL 687/2015	39
2.4.2. Norma de Distribuição Unificada 015 da Energisa	40
2.4.3. Norma de Distribuição Unificada 002 da Energisa	41
2.5. Métodos Financeiros de Avaliação de Projetos	43
2.5.1. Valor Presente Líquido (VPL)	42
2.5.2. Taxa Interna de Retorno (TIR).....	43
2.5.3. <i>Payback</i>	43
3. Desenvolvimento	44
3.1. Projeto de Sistema Fotovoltaico	44
3.1.1. Avaliação do Recurso Solar	44
3.1.2. Localização e Orientação	47
3.1.3. Levantamento da Demanda e Consumo de Energia Elétrica	50
3.1.4. Dimensionamento do Gerador Fotovoltaico	51
3.1.5. Dimensionamento do Inversor	52
3.2. Projeto Elétrico	58
3.2.1. Dimensionamento dos Condutores	57
3.2.2. Dimensionamento das Proteções.....	60
3.3. Simulação.....	63
4. Análise Financeira	67
4.1. Modalidade Tarifária da Cerâmica	67
4.2. Custos do Projeto	68
4.3. Viabilidade Econômica do SFCR	70
5. Conclusões	77
Referências	79

ANEXO A – Ficha Técnica do Módulo Fotovoltaico.	81
ANEXO B – Ficha Técnica do Inversor.....	83
ANEXO C – Relatório da Simulação do <i>PVSyst 6.6.8</i>	87

1. INTRODUÇÃO

Devido ao rápido desenvolvimento tecnológico e em virtude do aumento da matriz energética no cenário brasileiro, alternativas têm sido buscadas para o suprimento da demanda cada vez maior, uma vez que a energia hidráulica, a principal fonte de energia para geração de eletricidade no Brasil tem apresentando um grande déficit dos níveis de água dos reservatórios do Nordeste, e dessa forma, as hidrelétricas tem apresentado uma capacidade de geração limitada. Arelado ao desenvolvimento tecnológico, existem preocupações quanto as questões ambientais e a necessidade pela busca de novas alternativas para a geração com menor impacto ambiental e que sejam providas de fontes renováveis.

Possuindo uma localização privilegiada, o Brasil tem um grande potencial para o aproveitamento da energia solar o ano inteiro, e como consequência, tem sido interesse de muitos empresários e de pequenos consumidores, a obtenção de energia elétrica através da energia solar para instalar em suas indústrias, empresas e residências. A indústria analisada nesse trabalho tem uma localização ainda mais privilegiada e promissora, pelo fato de estar localizada no sertão do estado da Paraíba, onde se existem os melhores índices de irradiação horizontal do Brasil, como representado na Figura 1.

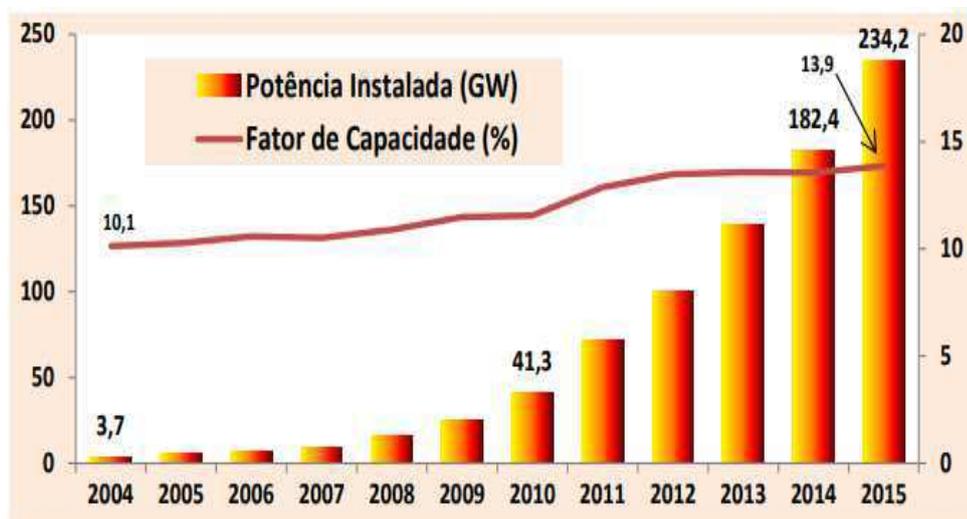
Figura 1 – Irradiação horizontal no Brasil.



Fonte: [1]

A energia fotovoltaica como foco desse trabalho de conclusão de curso tem recebido em todas as esferas, importantes investimentos e incentivos governamentais, que tem acarretado um crescimento considerável em sua produção mundial, como mostra a Figura 2. Segundo [2] o Brasil deverá estar entre os 20 países maiores geradores de energia solar, tendo atualmente em operação uma potência já contratada de 2,6 GW. Sendo assim, a utilização de sistemas solares fotovoltaicos conectados à rede (SFCCR) tem se tornado cada vez mais frequentes, por serem fontes de energias renováveis, que impulsionam o desenvolvimento de forma sustentável e economicamente interessante.

Figura 2 – Potência instalada da energia fotovoltaica.



Fonte: [2]

O projeto da Cerâmica em estudo encontra-se com seus equipamentos devidamente posicionados, faltando apenas a instalação do medidor bidirecional, que é responsabilidade da Concessionária local, sendo o mesmo apresentado como uma alternativa viável economicamente de fornecimento de energia elétrica, o qual está dimensionado e instalado com o intuito de suprir toda a demanda da indústria, que engloba grandes máquinas, motores, equipamentos de solda, dentre outros equipamentos elétricos e iluminação.

1.1. OBJETIVOS

1.1.1. OBJETIVO GERAL

Realizar um estudo de caso da implantação de uma Usina de Minigeração com fonte de geração Solar Fotovoltaica conectada ao Sistema de Média Tensão da Energisa, na região de Santa Cruz, no sertão paraibano.

1.1.2. OBJETIVOS ESPECÍFICOS

Este trabalho tem como objetivos específicos examinar as metodologias utilizadas na construção do projeto, no que se refere ao levantamento de carga da Cerâmica, análise de despesas antes e após a instalação do sistema, dimensionamento dos equipamentos instalados, bem como localização, posicionamento e rendimento das células fotovoltaicas. O trabalho também tem como parte de seus objetivos, fazer os comparativos entre o que o projeto propõe e o que de fato o sistema oferece, no que diz respeito ao suprimento da demanda da indústria e a relação econômica do antes e depois da instalação do sistema. Por fim, serão aplicados métodos da engenharia econômica que avaliem a viabilidade econômica do projeto.

1.2. ESTRUTURA DO TRABALHO

O trabalho está dividido em 5 (cinco) capítulos. Além deste capítulo introdutório, outros 4 (quatro) capítulos serão abordados.

No Capítulo 2, é apresentada a fundamentação teórica de todo o projeto analisado, apresentando os conceitos fundamentais do sistema fotovoltaico, bem como sua configuração de acordo com o projeto realizado; ainda neste capítulo são discutidas as resoluções e normas utilizadas em projetos de sistemas fotovoltaicos, e também os métodos de análise e avaliação de investimentos de capital que foram utilizados para análise da viabilidade econômica do projeto em estudo.

No Capítulo 3 é realizado o projeto de sistema fotovoltaico, fazendo a exposição do recurso solar, da localização, orientação, levantamento da demanda e da energia

elétrica consumida e realiza-se os dimensionamentos dos geradores fotovoltaicos e dos inversores, além do projeto elétrico, responsável pelo dimensionamento dos alimentadores e das proteções de todo o sistema fotovoltaico conectado à rede.

No Capítulo 4 é apresentada a análise financeira do projeto com o tipo de modalidade tarifária da Cerâmica, os custos que se teve com o projeto e os três métodos de avaliação de projetos, afim de se verificar a viabilidade econômica do mesmo.

O quinto e último Capítulo é reservado para as conclusões e as contribuições que foram adquiridas durante toda a elaboração deste Trabalho de Conclusão de Curso.

2. FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

Para que se tenha um maior entendimento sobre o estudo de caso e dos resultados obtidos no trabalho desenvolvido, faz-se necessário um embasamento teórico de alguns elementos básicos que o sistema de geração em estudo engloba, desde a tecnologia utilizada pelas células fotovoltaicas até o agrupamento destas para a construção dos módulos fotovoltaicos, e a função exercida pelo painel fotovoltaico, bem como as normas que regem os projetos de sistemas fotovoltaicos e os estudos financeiros necessários para se verificar a viabilidade econômica dos mesmos.

2.1. EFEITO FOTOELÉTRICO

Este efeito foi observado pela primeira vez em 1839 pelo então físico francês A. E. Becquerel, sendo confirmado através de experimentos do físico alemão Heinrich Rudolf Hertz em 1887, e a explicação de tal efeito foi formulada por Albert Einstein no início do século XX, mais precisamente em 1905, lhe garantido um prêmio Nobel de Física dado pela Academia em 1921 [3].

O efeito fotoelétrico se dá pela conversão direta da luz em eletricidade em escala atômica. As células fotovoltaicas fazem a conversão da irradiação solar em elétrica a partir de processos que se desenvolvem nessa escala atômica, nos materiais das quais são constituídas, a exemplo do silício, que tem a propriedade de absorver fótons de luz e liberar elétrons [4].

Fazendo analogia ao átomo de silício, em virtude de ter o mesmo como principal matéria prima nas aplicações de células fotovoltaicas, além de ser o material constituinte das células fotovoltaicas dos módulos fotovoltaicos utilizados no projeto em estudo, esse elemento químico tem uma configuração onde seus átomos se caracterizam por possuírem quatro elétrons que se ligam aos vizinhos, formando uma rede cristalina. A Tabela 1 lista algumas das principais propriedades do silício.

Tabela 1 – Propriedades do Silício.

Propriedades do Silício	
Número atômico (Z)	14
Configuração eletrônica	$1s^2 2s^2 2p^6 3s^2 3p^3$
Valência	4
Estrutura cristalina	CFC
<i>Bandgap</i> (E_g)	1,12 eV
Distância interatômica (a)	5,4 Å
Ponto de fusão	1.420 °C
Constante dielétrica	11,8
Concentração intrínseca de portadores (n_i)	$1,5 \times 10^{10}/\text{cm}^3$
Mobilidade dos elétrons	$1.350 \text{ cm}^2/\text{V.s}$
Mobilidade das lacunas	$480 \text{ cm}^2/\text{V.s}$
Coefficiente de difusão de elétrons (D_n)	$35 \text{ cm}^2/\text{s}$
Coefficiente de difusão de lacunas (D_p)	$12.5 \text{ cm}^2/\text{s}$

Fonte: Próprio autor

Quando se é adicionado algum elemento químico que é formado por cinco elétrons de ligação, a exemplo do fósforo, tem-se um elétron “livre” que fica fracamente ligado ao seu átomo de origem, onde a partir de uma pequena alteração térmica, esse elétron vai para a camada de valência. Para tal reação, diz-se que o fósforo é um dopante do tipo n, ou seja, é um doador de elétrons.

Se, ao contrário do fósforo, introduz-se um elemento tal que seus átomos são formados com apenas três elétrons de ligação, como é o caso do boro, haverá a falta de um elétron para que se tenha as ligações completas com os átomos do silício. Neste caso, tem-se a “sobra” de um elétron do silício, e com isso, tem-se o que é denominado de lacuna no átomo de boro, implicando que na ocorrência de uma pequena alteração térmica, um elétron de um sítio vizinho pode passar para esta posição, deslocando a lacuna. Nesse caso, diz-se que o boro é um dopante do tipo p, ou seja, é um aceitador de elétrons [5].

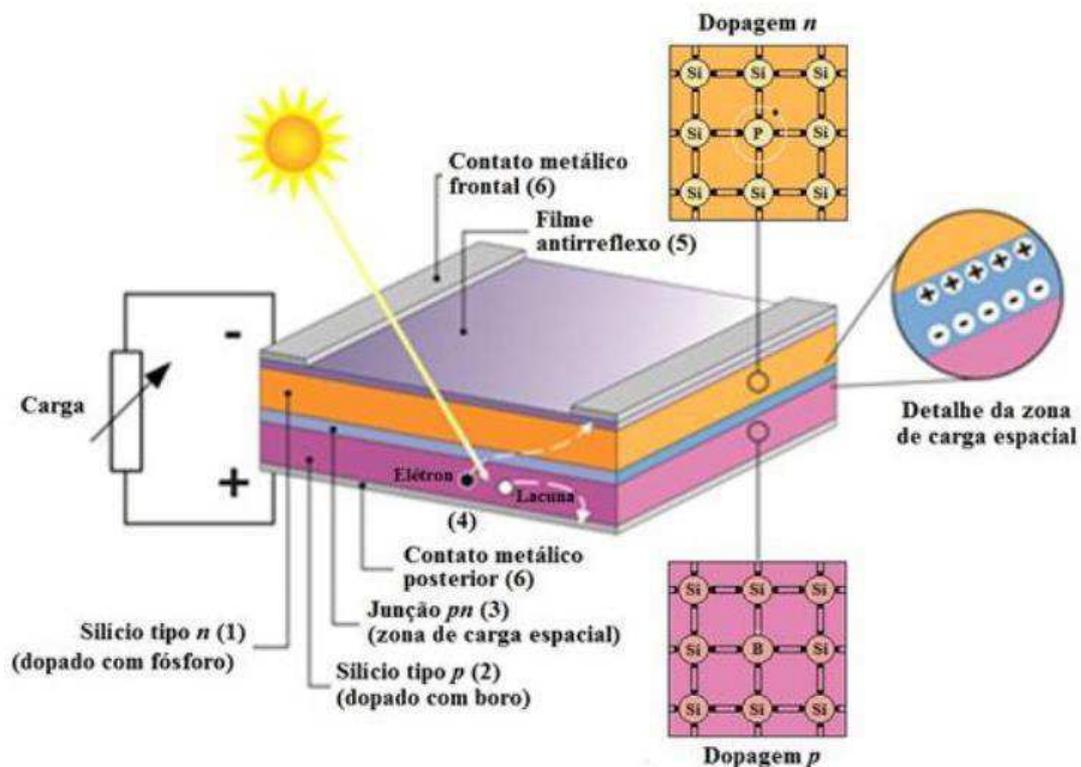
Segundo [6] na região onde os dois materiais se encontram, designada junção p-n, ocorre a criação de um campo elétrico que separa os portadores de carga que atingem tal junção, de modo que os elétrons excitados pelos fótons com energia suficiente para excitar elétrons da camada de valência para a banda de condução, são acelerados para um terminal negativo, de modo que as lacunas são deslocadas para um terminal positivo.

Nessa configuração, os terminais conectados externamente nas partes superior e inferior da célula quando conectadas a uma carga, fazem circular uma corrente elétrica [8].

Conforme ilustrado na Figura 3, a estrutura básica de uma célula fotovoltaica típica, onde são mostrados as seguintes estruturas:

- Contatos superiores: são os contatos metálicos, que constituem os terminais negativos;
- Película antirreflexo: esta película tem a capacidade de reduzir os valores de radiação incidente em 5%, e em algumas células de alto rendimento que tem uma textura especial esses valores são reduzidos a até 2%; na ausência desse revestimento, cerca de um terço da radiação seria refletida pela célula;
- Camada tipo n: silício dopado com fósforo, constituindo a região negativa da célula; camada com cerca de 300 nm de espessura;
- Camada tipo p: silício dopado com boro, constituindo a região positiva da célula; camada com cerca de 250.000 nm de espessura; e
- Contato traseiro: contato metálico inferior, que é o terminal positivo.

Figura 3 – Estrutura básica de uma célula fotovoltaica de silício.



Fonte: [12]

2.2. SISTEMA FOTOVOLTAICO

O Sistema Fotovoltaico engloba elementos básicos para que possa ser operado de fato, e esses elementos devem ser entendidos, bem como suas respectivas características devem ser exploradas mais sucintamente para que se tenha um melhor entendimento de cada etapa de funcionamento do sistema.

No presente Capítulo são apresentadas as características dos componentes de sistemas fotovoltaicos que são utilizados em diversas aplicações. Os componentes que precisam ser compreendidos são os seguintes: bloco gerador, bloco de condicionamento de potência e, opcionalmente, um bloco de armazenamento, que não é foco deste trabalho [7].

O bloco gerador compreende os arranjos fotovoltaicos, constituídos por módulos fotovoltaicos, que por sua vez são constituídos de células fotovoltaicas, o cabeamento elétrico que interliga todos os módulos em diferentes associações e a estrutura do suporte e fixação dos módulos. O bloco de condicionamento de potência pode ter conversores CC – CC, seguidor de ponto de potência máxima (SPPM), inversores, controladores de carga (no caso de se ter bloco de armazenamento) e os dispositivos de proteção, supervisão e controle [7].

2.2.1. CÉLULAS FOTOVOLTAICAS

O elemento básico que constitui o sistema fotovoltaico, são as células fotovoltaicas, que são conectadas em diferentes associações, para formar um bloco que denominamos de módulo fotovoltaico. Em sua grande maioria, essas células são compostas de silício cristalino (c-Si) e podendo ser constituída de cristais monocristalinos (m-Si), policristalinos (p-Si) ou de silício amorfo (a-Si), contudo o desenvolvimento das tecnologias fotovoltaicas alavancou a diversidade de elementos que constituem as células fotovoltaicas, e alguns destes elementos são: telureto de cádmio(CdTe) e disseleneto de cobre(gálio) e índio (CIS).

A mais tradicional das tecnologias e a que hoje apresenta maior escala de produção a nível comercial (~80% em 2002 [Maycock, 2003]), e também o qual constitui as células fotovoltaicas do projeto em estudo, o c-Si se consolidou no mercado fotovoltaico por sua extrema robustez e confiabilidade [10], além de ser um elemento

encontrado em abundância, por ser o segundo material mais abundante na natureza, perdendo apenas para o oxigênio. Para a utilização do silício como matéria prima para a fabricação das células fotovoltaicas, esse deve ser purificado [11]. A seguir, algumas das características das principais matérias primas das células fotovoltaicas:

Silício Monocristalino (m-Si): o monocristal é “crescido” a partir de um banho de silício fundido com até 99,9999% de pureza, que é um dos materiais mais puros produzidos pelo homem. Esse processo de purificação justifica o preço pago pela criação das células fotovoltaicas. Após o corte do cristal em pastilhas, é depositado o fósforo, através de difusão de vapor a temperaturas entre 800-1200°C [11]. Algumas características das células fotovoltaicas que utilizam o m-Si, mostrada na Figura 4, são dadas a seguir:

- Eficiência: 15 – 18%;
- Forma: geralmente arredondadas;
- Tamanho: geralmente 10x10 cm² ou 12,5x12,5 cm²;
- Diâmetro: 10, 12,5 ou 15 cm;
- Espessura: 0,3 mm;
- Cor: geralmente azul-escuro ou quase preto (com antirreflexo), cinza ou azul-acinzentado (sem antirreflexo).

Figura 4 – Célula fotovoltaica de silício monocristalino (m-Si).



Fonte: [12]

Silício Policristalino (p-Si): comparado ao monocristal, o policristal tem uma menor eficiência de conversão, com a vantagem de um custo de produção mais baixo, já que a perfeição cristalina é menor que no caso do m-Si e o processamento mais simples. O p-Si mais utilizado é o de fundição de lingotes, onde o silício em estado bruto é aquecido no vácuo até uma temperatura de 1500°C e depois resfriado até uma temperatura de 800°C. Nesse processo, o boro é adicionado. O processo continua como o do m-Si, com o corte, tratamento antirreflexo e a criação dos contatos [11]. Algumas características das células fotovoltaicas que utilizam o p-Si, mostrada na Figura 5, são dadas a seguir:

- Eficiência: 13 – 15% (com antirreflexo);
- Forma: geralmente quadrada;
- Tamanho: 10x10 cm², 12,5x12,5 cm² ou 15x15 cm²;
- Espessura: 0,3 mm;
- Cor: azul (com antirreflexo) e cinza prateado (sem antirreflexo).

Figura 5 – Células fotovoltaicas de silício policristalino (p-Si).



Fonte: [13]

Silício amorfo (a-Si): o silício amorfo diferentemente do m-Si e do p-Si, não possui uma estrutura cristalina. O a-Si é criado em reatores plasmáticos, através de vaporização química de silano gasoso, que requer temperaturas relativamente baixas, em torno de 200-250°C. Por serem formados em processos a plasma, estes filmes finos podem ser depositados em substratos de baixo custo, como vidro, aço inox e alguns plásticos. Desta forma, possibilitou o desenvolvimento de módulos fotovoltaicos

flexíveis, inquebráveis, leves, semitransparentes e com superfícies curvas, que possibilitam uma maior versatilidade de instalações [10]. A grande desvantagem das células de a-Si é a sua baixa eficiência, que diminui nos primeiros 6 a 12 meses de funcionamento, devido à degradação provocada pela luz nos materiais que constituem estas células [11]. Algumas características das células fotovoltaicas que utilizam o a-Si, mostrada na Figura 6, são dadas a seguir:

- Eficiência: 9 – 11%;
- Forma: formato livre;
- Tamanho: módulo standard 0,77x2,44 m²; módulos especiais 2x3 m²;
- Espessura: 1-3 mm para o substrato (plástico, vidro, etc);
- Cor: castanho avermelhado a azul escuro.

Figura 6 – Células fotovoltaicas de silício amorfo (a-Si).



Fonte: [10]

Disseleneto de Cobre e Índio (CIS): se tornou um forte concorrente dos painéis derivados do silício, em aplicações integradas a edificações, principalmente por seu potencial de atingir eficiências relativamente elevadas. Para se fabricar as células CIS o substrato é revestido com uma fina camada de molibdênio através de deposição catódica, e a camada CIS do tipo p pode ser fabricada através da vaporização simultânea de cobre, índio e selênio, numa câmara de vácuo a 500°C. Mas deve-se atentar para o fato de que as reservas de índio estão cada vez mais reservadas à produção das telas *touch-screen* dos *smatphones* e *tablets*, comprometendo o uso desse material para a indústria fotovoltaica

[11]. Algumas características das células fotovoltaicas que utilizam o CIS, mostrada na Figura 7, são dadas a seguir:

- Eficiência: 10 – 12%;
- Forma: formato livre;
- Tamanho: geralmente entre 1,2 x 0,6 m²;
- Espessura: 3 mm para o substrato com revestimento de 0,003 mm;
- Cor: preto.

Figura 7 – Células fotovoltaicas de disseleneto de cobre e índio (CIS).



Fonte: [14]

Telureto de Cádmio (CdTe): as células de CdTe são fabricadas sobre um substrato de vidro, com uma camada de óxido de estanho índio (OTI) como contato frontal, que é revestido com uma camada transparente de sulfato de cádmio (CdS) do tipo n, e depois com uma camada de telureto de cádmio (CdTe) do tipo p. A desvantagem está na toxicidade do cádmio. O CdTe é um composto atóxico estável, mas pode apresentar um risco para o ambiente e a saúde na condição de gás [11]. Algumas características das células fotovoltaicas que utilizam o CdTe, mostrada na Figura 8, são dadas a seguir:

- Eficiência: 9 – 16%;
- Forma: formato livre;
- Espessura: 3 mm para o substrato com 0,008 mm de revestimento;
- Tamanho: geralmente 1,2 x 0,6 m²;

- Cor: verde-escuro a preto.

Figura 8 – Células fotovoltaicas de telureto de cádmio (CdTe).



Fonte: [14]

2.2.2. MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

Um módulo fotovoltaico é composto por células fotovoltaicas conectadas em arranjos para produzir tensão e corrente suficientes para a utilização prática da energia, ao mesmo tempo em que promove a proteção das células [7]. A potência máxima de uma única célula é de no máximo 2 W, o que é insuficiente para a grande gama de aplicações da energia fotovoltaica. Por este motivo, os arranjos são formados por células agrupadas em série e/ou paralelo, formando o módulo fotovoltaico, como mostrado na Figura 9.

Figura 9 – Módulo fotovoltaico.



Fonte: [15]

O módulo fotovoltaico é o componente unitário do gerador fotovoltaico e, dependendo da associação e das características das células que o constituem, existem variações nos valores de tensão e corrente nominal. Geralmente, os módulos com tensão nominal de 12 V, com aproximadamente 36 células em série, são utilizados para carregar baterias e podem ser associadas em série para sistemas de 24 V ou 48 V em corrente contínua. Para os módulos fotovoltaicos que são utilizados no projeto em estudo, é comum encontrar alguns deles com tensões nominais diferentes, com maior ocorrência entre 30 V e 120 V.

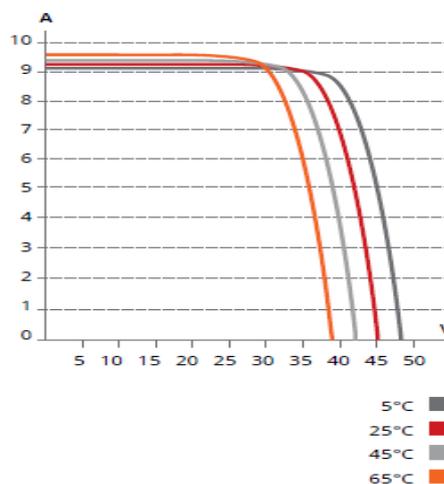
Existem módulos que possuem características distintas, tais como: rígidos e maleáveis, dependendo do tipo de célula fotovoltaica utilizada, como visto no sub tópico anterior. Os módulos rígidos geralmente utilizam como base mecânica uma ou mais lâminas de vidro temperado, com baixo teor de ferro, para melhorar a sua transmitância à radiação solar. Podem ainda ser emoldurados com perfis de alumínio, para facilitar sua instalação em um painel, ou sem moldura, para sua utilização como parte de uma construção ou como revestimento [7].

Os módulos fotovoltaicos tem características diferentes, para os diversos tipos de aplicações aos quais estão submetidos. Essas variações se dão em virtude dos tipos de tecnologias empregadas em suas construções e nas células fotovoltaicas que o compõem, bem como, de acordo com as associações destas células. Geralmente os módulos fotovoltaicos são apresentados apenas por sua potência-pico (Wp) e pelos tipos das células que os constituem. Apesar de serem informações relevantes para o projeto, deve-se levar em conta outras características que assim como as já listadas, também são de suma importância para o mesmo, das quais:

- Tensão de Máxima Potência (V_{mpp}): é a tensão máxima que o módulo pode gerar, em seu ponto de máxima potência, sob as condições padrão de teste (STC – *Standard Test Condition*);
- Tensão em Circuito Aberto (V_{oc}): tensão máxima que o módulo fornece em seus terminais, sem a presença de uma carga (em vazio). É uma tensão de teste. Pode ser medida com um multímetro;
- Corrente de Máxima Potência (I_{oc}): corrente máxima que um módulo fotovoltaico pode fornecer a uma carga, em condições padrão de teste;

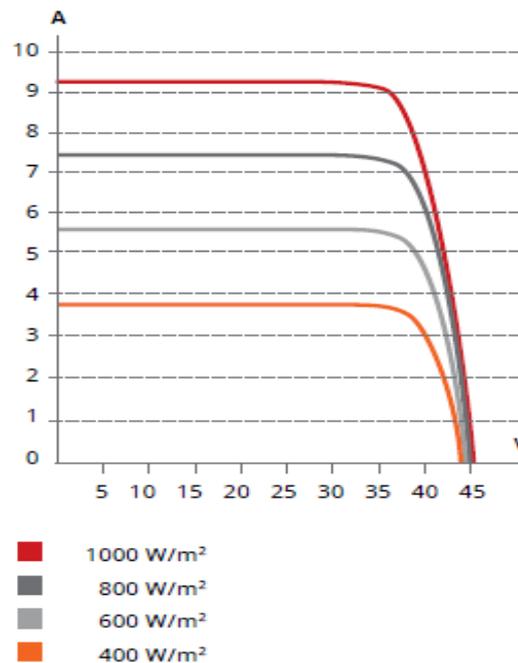
- Corrente de Curto Circuito (I_{sc}): corrente máxima que um módulo fotovoltaico fornece, quando seus terminais estão em curto circuito, sob as condições padrão de teste;
- Potência Máxima (P_{MAX}): a corrente elétrica gerada por um módulo varia de zero a I_{sc} , enquanto a tensão entre os terminais varia de zero a V_{oc} sob diferentes condições de irradiância e temperatura, e o produto dessas duas grandezas quando em uma carga que permite que eles estejam em seus valores máximos, tal como os Seguidores do Ponto de Máxima Potência (MPPT), fornecem a potência máxima que o módulo pode gerar.
- Eficiência: é a razão entre a potência elétrica máxima gerada e a irradiância solar;
- Coeficientes de Temperatura: os coeficientes de temperatura indicam como as variações de temperatura alteram valores de tensão máxima, corrente máxima e consequentemente de potência máxima; na Figura 10 são mostradas as curvas características de corrente x tensão, em relação às variações de temperatura;
- Coeficientes de Radiação: os coeficientes de radiação indicam como as variações de radiação alteram valores de corrente de curto circuito;
- Fator de Forma (FF): é a razão entre a máxima potência e o produto $V_{oc} \times I_{sc}$. É desejável trabalhar com células em que o fator de forma seja o maior possível. Em uso comercial, os fatores de forma variam entre 0,7 e 0,85.

Figura 10 – Variação da curva característica IxV com a temperatura.



Cada módulo fotovoltaico tem um curva característica de corrente x tensão, de acordo com suas características construtivas. Pode-se verificar a partir da análise da Figura 10, que com o aumento da temperatura nos módulos fotovoltaicos, a tensão cai e consequentemente a potência elétrica gerada pelos mesmos. Na Figura 11 são mostradas as curvas características dos módulos utilizados no projeto de Sistema Fotovoltaico em estudo, representadas de acordo com a razão entre potência gerada e área.

Figura 11 – Variação da curva característica I×V com a potência.



Fonte: [16]

A partir da análise da Figura 11 é possível verificar que a radiação afeta de forma significativa a corrente gerada pelos módulos fotovoltaicos, uma vez que com a diminuição da radiação solar sobre os módulos, a corrente nos mesmos diminuem e consequentemente a potência gerada por eles também.

2.2.3. PAINEL FOTOVOLTAICO

Assim como as células fotovoltaicas necessitam de arranjos para comporem um módulo fotovoltaico, afim de suprir cargas específicas que necessitam de grandezas elétricas tais como tensão e corrente maiores do que elas podem gerar, assim também acontece com os módulos fotovoltaicos quando têm que ser dimensionados para determinados projetos, a exemplo de projetos residenciais, industriais, comerciais e

usinas geradoras de pequeno, médio e grande porte. Na Figura 12 são mostrados os painéis fotovoltaicos que compõem o projeto em estudo neste trabalho.

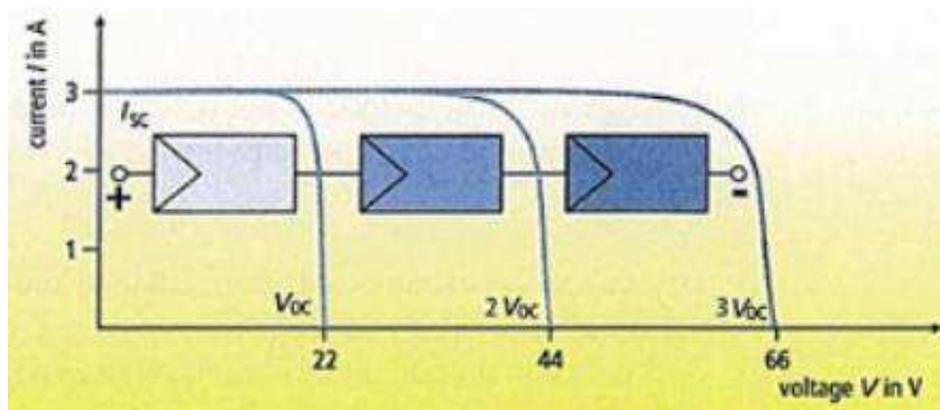
Figura 12 – Painéis fotovoltaicos do projeto em estudo.



Fonte: Próprio autor

Os arranjos (*arrays*) são compostos pela ligação em série e/ou paralelo de vários módulos fotovoltaicos, para que possam gerar tensão e corrente desejadas, de acordo com o projeto. Os módulos fotovoltaicos quando conectados em série, mostrado na Figura 13, tem suas tensões somadas, e com isso a tensão total fornecida pelo painel fotovoltaico é dada pela soma das tensões individuais de cada módulo e a corrente será comum para todos os módulos. É de extrema importância usar módulos com células fotovoltaicas de mesmas características, pois células com uma menor eficiência limitam as demais que estão presentes no circuito.

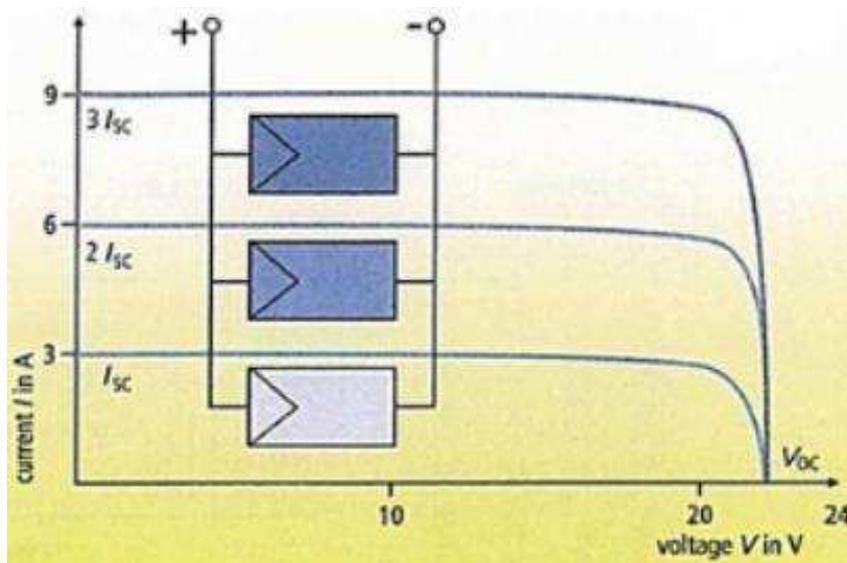
Figura 13 – Módulos fotovoltaicos conectados em série.



Fonte: [17]

Os módulos fotovoltaicos quando conectados em paralelo, mostrado na Figura 14, tem suas correntes somadas, e com isso a corrente total fornecida pelo painel fotovoltaico é dada pela soma das correntes individuais de cada módulo e a tensão será comum para todos os módulos, sendo a média das tensões de todos os módulos.

Figura 14 – Módulos fotovoltaicos conectados em paralelo.

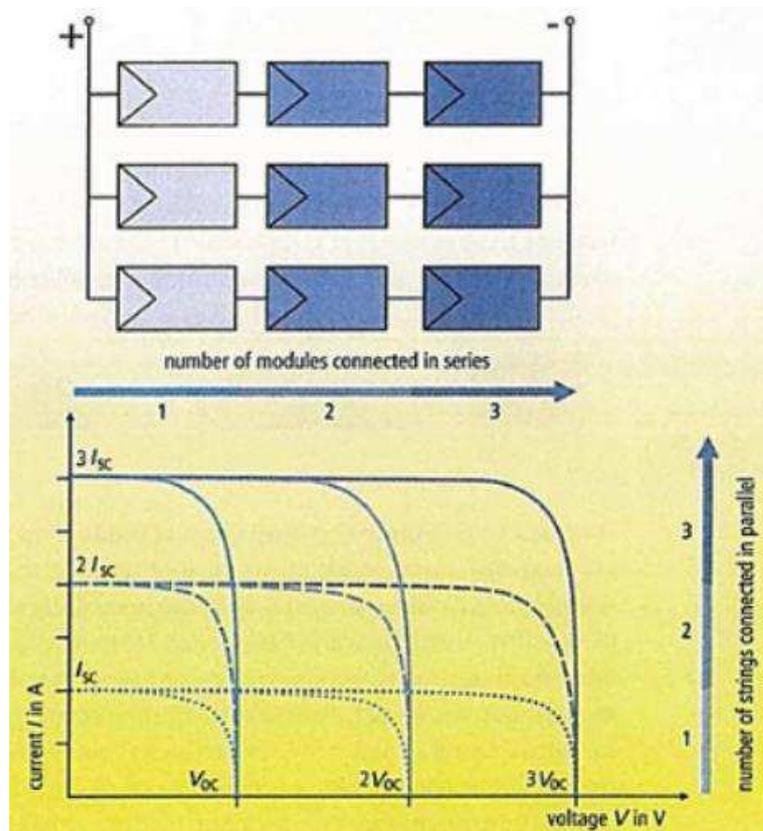


Fonte: [17]

Na maioria dos projetos residenciais, comerciais, industriais e de usinas geradoras, uma parte dos módulos são conectadas em série para se obter uma determinada tensão, e outra parte dos módulos são conectados em paralelo para se obter uma determinada corrente, tal que o produto da corrente e da tensão alcancem a potência-pico calculada no

projeto. Esse tipo de associação foi utilizada no projeto do Sistema Fotovoltaico em estudo. A Figura 15 a seguir, mostra esse tipo de associação e suas curvas características.

Figura 15 – Associação mista de módulos fotovoltaicos.



Fonte: [17]

2.2.4. INVERSORES

Os inversores são dispositivos eletrônicos que fornecem energia elétrica em corrente alternada (CA) a partir de uma fonte de energia elétrica em corrente contínua (CC) [7].

Esses equipamentos são de extrema importância para projetos de sistemas fotovoltaicos, e sua função de transformar grandezas elétricas contínuas em alternada é extremamente complexa, uma vez que alguns requisitos são necessários pelo lado CA dos sistemas, que engloba amplitude de onda, frequência e componentes harmônicas que devem ser coerentes com a carga a eles instaladas, além de que em alguns casos, estes equipamentos podem estar conectados através de medidores bidirecionais, à rede elétrica.

Os inversores *on-grid* ou *grid-tie*, que é foco no projeto em estudo, para sistemas com potência-pico até 5 kWp são, geralmente, monofásicos. Para sistemas de maior

potência, geralmente trifásicos, que é o caso do inversor que será tratado no estudo de caso. Em alguns casos, mais de um inversor trifásico é utilizado em projetos de grande centrais geradoras, bem como o agrupamento de inversores monofásicos.

Dada a importância do inversor nos sistemas fotovoltaicos e o seu custo elevado, deve-se fazer uma análise minuciosa para que se adquira o equipamento que realmente terá o funcionamento ideal para o sistema que se deseja aplica-lo. Para isso, algumas características devem ser alvo dessa análise, tais quais: potência nominal de saída, tensão de saída, eficiência, correntes máximas de entrada e saída, quantidade de MPPT (do inglês, *Maximum Power Point Tracking*), faixa de MPPT, grau de proteção IP, proteção contra ilhamento e qualidade de energia fornecida pelo inversor.

Dentre as funções dos inversores, além da conversão de CC – CA e ajuste ao MPPT, é importante também destacar o registro operacional do equipamento quando em funcionamento, guardando/transmitindo os dados, através de displays, cartões de memória, transmissão direta a computadores, etc. Esses equipamentos devem possuir, ainda, dispositivos de proteção em CC e CA, como por exemplo: proteção contra curtos-circuitos (CC/CA), proteção contra inversão de polaridade, proteção contra sobrecargas e sobretensões e proteção para a conexão com a rede [11].

2.3. SISTEMAS FOTOVOLTAICOS CONECTADOS À REDE (SFCR)

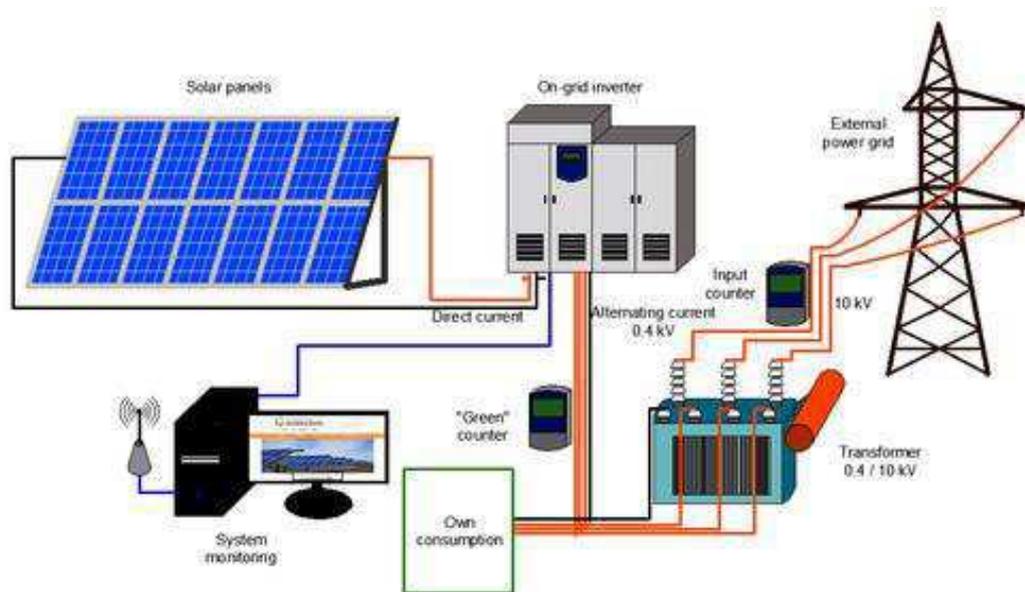
Os sistemas fotovoltaicos conectados à rede, denominados também de sistemas *on-grid* ou *grid-tie*, são sistemas que não necessitam de dispositivos de armazenamento de energia gerada, uma vez que conectado à rede, em caso de geração acima da capacidade de consumo da carga, essa energia é injetada diretamente na rede elétrica convencional, através do inversor (discutido no tópico anterior) e do medidor bidirecional. Esses sistemas são basicamente de um único tipo e são aqueles em que o gerador fotovoltaico representa uma fonte complementar do sistema elétrico ao qual está conectado.

Essa configuração de sistema tem se tornado cada vez mais utilizada em diversos países europeus, Japão, Estados Unidos, e também no Brasil. As potências instaladas vão

desde alguns kWp em instalações residenciais, comerciais e industriais, até alguns MWp em grandes sistemas operados por empresas. Conforme apresentado adiante, estes sistemas se diferenciam quanto à forma de conexão da rede, que, dentre outras características, depende também da legislação local vigente [7].

O esquema de conexão desse tipo de sistema é ilustrado na Figura 16. Durante o dia quando os raios solares incidem sobre as placas, energia elétrica é gerada, e uma vez que a carga não consome toda a energia gerada, essa “sobra” vai para a rede de distribuição gerando crédito para o consumidor, e durante a noite o consumidor recebe energia sem ser tarifado por isso. É importante salientar que, em caso de consumo maior do que energia gerada pelo sistema fotovoltaico, o consumidor receberá energia da concessionária local e essa energia será paga pelo mesmo.

Figura 16 – Esquema de conexão dos SFCR.



Fonte: [18]

Diante da explanação dos componentes que constituem os sistemas fotovoltaicos, é importante analisar as vantagens e desvantagens dos mesmos. Podendo ser citadas algumas das vantagens e desvantagens, onde se incluem questões técnicas e não técnicas [19].

Destacam-se com vantagens:

- Redução de perdas;
- Melhoria no perfil de tensão;
- Melhoria na qualidade de energia;

- Redução de investimentos em infraestrutura;
- Menor tempo de implantação;
- Baixo impacto ambiental;
- Alívio de sobrecarga nas SEs nos horários de pico;
- Fonte de energia vasta e amplamente acessível;
- Sem emissões de combustão ou outros resíduos radioativos;
- Baixos custos operacionais;
- Fácil previsão de produção anual;
- Modular (incrementos de pequenas ou grandes instalações);
- Matéria-prima, utilizada nos módulos, abundante (silício).

Em contrapartida, têm-se as seguintes desvantagens:

- Alteração da configuração original do sistema;
- Fluxos de potência bidirecional nas linhas;
- Quantidade de potência necessária a ser transportada;
- Impactos no sistema de proteção;
- Maior complexidade no planejamento, operação e controle do sistema;
- Impactos na operação e controle do SDEE;
- Os inversores podem injetar harmônicos de corrente na rede;
- Elevados custos iniciais;
- Produção horária ou diária imprevisível;
- No processo de fabricação dos painéis solares são geradas substâncias nocivas para o ambiente;
- Consumo significativo de energia no processo de fabricação dos painéis solares.

2.4. RESOLUÇÃO E NORMAS REGULAMENTADORAS

A partir do crescimento ascendente dos sistemas fotovoltaicos, houve a necessidade da elaboração de normas técnicas, e dentre diversas, normas que regulamentam os sistemas fotovoltaicos conectados à rede surgiram com o compromisso de garantir a qualidade das instalações e das conexões com a rede. Apesar de ainda existirem um número reduzido de normas relacionadas a esta área, muitos estudos estão

sendo desenvolvidos para que possam propiciar o surgimento de novas normas regulamentadoras, que garantam mais vantagens aos consumidores e detentores deste tipo de energia. Algumas das normas utilizadas em projetos de sistemas fotovoltaicos, e que também foram consultadas e seguidas no projeto em estudo, são apresentadas neste tópico.

2.4.1. RESOLUÇÃO NORMATIVA ANEEL 687/2015

Essa Resolução trata da atualização e inserção de alguns artigos da Resolução 482/2012 da ANEEL, que objetiva estabelecer as condições gerais para o acesso de microgeração e minigeração ao sistema de distribuição de energia elétrica (SDEE), assim como a criação do sistema de compensação de energia elétrica, permitindo que pequenos geradores se conectem à rede elétrica, com o objetivo de reduzir o valor da fatura de energia. Foram atualizados e incluídos conceitos nesta nova resolução.

Na Resolução fica definido que a microgeração distribuída são as centrais geradoras de energia elétrica, com potência instalada menor ou igual a 75 kW e que utilizam cogeração qualificada, conforme regulamentação da ANEEL. Para a minigeração distribuída são consideradas as centrais geradoras, com potência instalada superior a 75kW e menor ou igual a 3 MW para fontes híbridas ou menor ou igual a 5 MW para cogeração qualificada, conforme regulamentação da ANEEL. Tratando também do sistema de compensação de energia elétrica, da melhoria e reforço dos sistemas, geração compartilhada e autoconsumo remoto.

Para os sistema de compensação de energia, a Resolução permite que os seguintes tipos de unidades consumidoras adiram ao sistema: com microgeração ou minigeração distribuída, integrante de empreendimento de múltiplas unidades consumidoras, caracterizada como geração compartilhada e caracterizada com autoconsumo remoto. Na RN 687/2015 ainda, determina que para fins de compensação, a energia ativa injetada no sistema de distribuição pela unidade consumidora será cedida a título de empréstimo gratuito para a distribuidora, passando a unidade consumidora a ter um crédito em quantidade de energia ativa a ser consumida por um prazo de 60 meses [21].

2.4.2. NORMA DE DISTRIBUIÇÃO UNIFICADA 015 DA ENERGISA

A Norma de Distribuição Unificada 015 da Energisa (NDU015), que trata dos critérios para a conexão de acessantes de Geração Distribuída ao sistema de distribuição da Energisa – Conexão em média tensão, tem como propósito concentrar e sistematizar os requisitos de informações técnicas pertinentes às novas conexões ou alteração de conexões existentes de Centrais Geradoras de Energia e dos demais consumidores que façam a adesão ao sistema de compensação de energia e desejem se conectar ao sistema de distribuição em média tensão das empresas do Grupo Energisa, de forma a facilitar o fluxo de informações e simplificar o atendimento a estes acessantes [22].

Na NDU015 são apresentados os níveis de tensões em 11,4 kV, 13,8 kV e 22 kV, sendo a fábrica em estudo, alimentada em 13,8 kV, como mostra a Tabela 2. Na norma também são apresentados os procedimentos de acesso, padrões de projeto, critérios técnicos e operacionais e os contratos e acordos envolvidos na conexão dos consumidores aderentes ao sistema de compensação de energia.

Tabela 2 – Tensões padronizadas para a média tensão.

TENSÃO PRIMÁRIA					
TENSÃO (kV)	ENERGISA				
22 kV			Minas Gerais		
13,8 kV	Borborema			Sergipe	Paraíba
11,4 kV		Nova Friburgo	Minas Gerais		

Fonte: [22]

Na tópico 1 da seção 7 da NDU015, que trata dos procedimentos de acesso, norteia o consumidor em relação as várias etapas necessárias para que o consumidor venha a ter o acesso ao sistema de distribuição da Energisa. Na Figura 17, é mostrado todo passo-a-passo para se obter a aprovação de acesso de micro e minigeradores ao Sistema de Distribuição da Energisa.

Figura 17 – Etapas de acesso de centrais geradoras ao sistema de distribuição da Energisa.



Fonte: [22]

2.4.3. NORMA DE DISTRIBUIÇÃO UNIFICADA 002 DA ENERGISA

A Norma de Distribuição Unificada 002 da Energisa (NDU002), que trata do fornecimento de energia elétrica em tensão primária, objetiva estabelecer as condições gerais e diretrizes técnicas que devem ser observadas para o fornecimento de energia elétrica em edificações individuais, urbanas ou rurais, com carga instalada superior a 75 kW e demanda de até 2.500 kW, atendidas pelas concessionárias do Grupo Energisa, a partir de redes de distribuição aéreas [23]. Na Tabela 3 são mostradas as tensões nominais primárias, sendo objeto do projeto em estudo a tensão do estado da Paraíba.

Tabela 3 – Tensões nominais primárias de fornecimento.

Empresa	Tensão(ões) de Fornecimento				Comentários / Excepcionalidades
	Rede Secundária		Rede Primária		
	Sistema Monofásico e/ou Rural	Sistema Trifásico	Sistema Monofásico e/ou Rural	Sistema Trifásico	
Sergipe	115/230 V	127/220 V e 220/380 V	13,8 kV	13,8 kV	A tensão de 220/380 V está disponível em algumas áreas do interior do Estado, sendo que a sua adoção deverá ser submetida à aprovação da Concessionária.
Nova Friburgo	115/230 V	127/220 V e 220/380 V	11,4 kV	11,4 kV	A tensão de 127/220 V está disponível em algumas áreas da Energisa Nova Friburgo, sendo que a sua adoção deverá ser submetida à aprovação da Concessionária.
Minas Gerais	115/230 V	127/220 V	11,4 e 22 kV	11,4 e 22 kV	-
Paraíba	220 V	220/380 V	13,8 kV	13,8 kV	A tensão de 220 V - FF está disponível em algumas áreas do interior do Estado, sendo que a sua adoção deverá ser submetida à aprovação da Concessionária.
Borborema	220 V	220/380 V	13,8 kV	13,8 kV	A tensão de 220 V - FF está disponível em algumas áreas do interior do Estado, sendo que a sua adoção deverá ser submetida à aprovação da Concessionária.
Caiuá	115/230 V e 127/254 V	127/220 V	11,4 e 13,8 KV	11,4 e 13,8 KV	-

Fonte: [23]

2.5. MÉTODOS FINANCEIROS DE AVALIAÇÃO DE PROJETOS

O valor de um projeto depende da sua capacidade de gerar fluxos de caixa futuros, ou seja, do seu potencial de gerar renda econômica [24]. Neste tópico, serão abordados três métodos financeiros que são mais usados e aceitos para medir a rentabilidade e analisar a viabilidade econômica de projetos. Serão apresentados os métodos de valor presente líquido, a taxa interna de retorno e o *payback*.

2.5.1. VALOR PRESENTE LÍQUIDO (VPL)

O método do valor presente líquido (VPL) tem como finalidade calcular, em termos de valor presente, o impacto dos eventos futuros associados a uma alternativa de investimento. Em outras palavras, ele mede o valor presente dos fluxos de caixa gerados pelo projeto ao longo de sua vida útil. Se não houver restrição de capital, argumenta-se que esse critério leva à ótima escolha, pois maximiza o valor da empresa [24]. A Equação 1 define o VPL.

$$VPL = -I + \sum_{t=1}^n \left(\frac{FC}{(1+K)^t} \right) \quad (1)$$

Onde:

FC: fluxo de caixa no t-ésimo período;

I: investimento inicial;

K: custo de capital;

Σ : *somatório*, indica que deve ser realizada a soma da data 1 até a data n dos fluxos de caixa descontados ao período inicial.

O critério de decisão para o VPL é: se $VPL > 0$, tem-se um projeto economicamente viável. Caso contrário, se $VPL < 0$, tem-se um projeto inviável economicamente. Para $VPL = 0$, o projeto não criará nem destruirá valor para a empresa.

2.5.2. TAXA INTERNA DE RETORNO (TIR)

O método da taxa interna de retorno (TIR) não tem como finalidade a avaliação da rentabilidade absoluta a determinado custo do capital, como o VPL, mas objetiva

encontrar uma taxa intrínseca de rendimento. Por definição, a TIR é a taxa de retorno do investimento [24]. Diferentemente do VPL, que é um indicador absoluto e em moeda, a TIR tem características de valores percentuais.

O critério de decisão para a TIR é: se $TIR > K$, tem-se um projeto economicamente viável. Caso contrário, se $TIR < K$, tem um projeto inviável economicamente. Para $TIR = K$, o projeto não criará nem destruirá valor para a empresa.

2.5.3. *PAYBACK*

O método do *payback* é definido por [25], é o tempo necessário para recuperar o custo inicial remunerado. Na decisão com este método fazemos a comparação com o tempo máximo tolerado (TMT), definido pela gerência da empresa.

O critério de decisão para o *Payback* é: se $Payback < TMT$, o projeto deve ser aceito. Caso contrário, se $Payback > TMT$, o projeto não deve ser aceito. Para $Payback = TMT$, o projeto não criará nem destruirá valor para a empresa.

3. DESENVOLVIMENTO

Neste capítulo é descrito todo o projeto elaborado, com o objetivo de especificar as características construtivas de uma Usina de Minigeração para conexão ao sistema de média de tensão da Energisa, denominada UFV Cerâmica Pereira, localizada no Distrito de São Pedro, Santa Cruz, PB, baseada nas normas e resoluções já descritas no Capítulo 2. Trata-se de uma minigeração com fonte de geração solar fotovoltaica com potência nominal de 97,28 kW.

3.1. PROJETO DE SISTEMA FOTOVOLTAICO

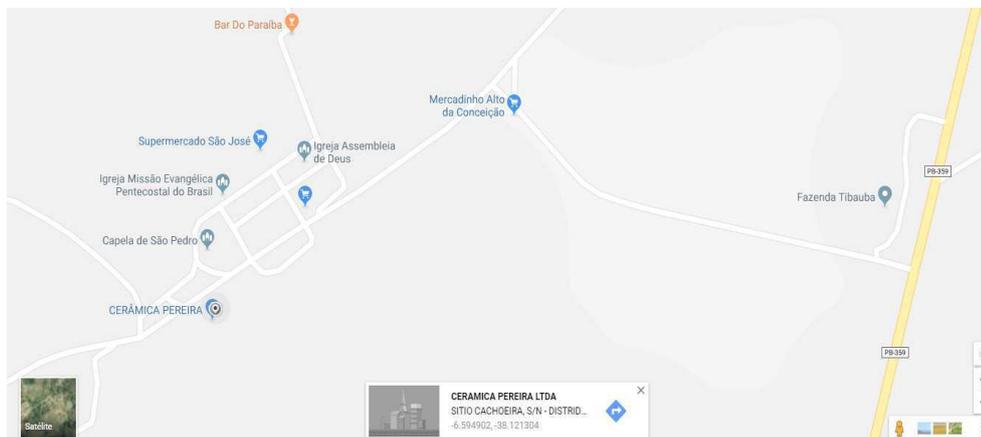
Neste tópico é realizada a abordagem do projeto definitivo do sistema fotovoltaico implantado, o qual envolve segundo [7], orientação dos módulos, disponibilidade de área, estética, disponibilidade do recurso solar, demanda a ser atendida, consumo de energia elétrica, dimensionamento do gerador fotovoltaico e dimensionamento do inversor. É

através de todo o assunto abordado neste tópico que se realiza o dimensionamento dos equipamentos listados no capítulo anterior, afim de atender a demanda da Cerâmica.

3.1.1. AVALIAÇÃO DO RECURSO SOLAR

A UFV Cerâmica Pereira foi projetada para ser instalada no Distrito de São Pedro, Santa Cruz, PB. As coordenadas da Cerâmica são em graus decimais: -6.594902, -38.121304 e em graus, minutos e segundos: 6°35'41.7"S 38°07'16.7"W a uma altitude de 291m. A localização da unidade fabril é mostrada em detalhes na Figura 18 e o seu respectivo Atlas Solarimétrico da localização descrita é mostrado na Figura 19.

Figura 18 – Localização da Cerâmica Pereira LTDA.



Fonte: [26]

Figura 19 – Atlas Solarimétrico com níveis de Irradiação Horizontal Global na localização da Cerâmica.



Fonte: [1]

A avaliação do recurso solar foi realizada utilizando o Atlas Solarimétrico disposto em [1], o qual fornece todas as informações disponíveis a partir de diversos dados fornecidos por várias instituições. Para que fosse observado os valores de Irradiação Solar diário média mensal foram utilizados dados do Centro de Referência para as Energias Solar e Eólica Sérgio de S. Brito (CRESESB), ligado ao Ministério de Minas e Energia, por meio da Eletrobrás Cepel, os quais estão mostrados na Tabela 4.

Tabela 4 – Valores de irradiação solar diário média mensal no plano horizontal.

	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Méd. Anual
Irrad. Solar Média (kWh/m ² .dia)	6,03	6,00	6,11	5,79	5,29	4,98	5,25	6,00	6,55	6,65	6,79	6,27	5,98

Fonte: [5]

Foi analisado também a inclinação dos telhados dos galpões que receberiam os perfis e as placas fotovoltaicas, galpões estes responsáveis pelo armazenamento dos materiais produzidos na unidade fabril. Os galpões foram projetados anteriormente ao projeto, como forma de expansão da fábrica, mas já projetados para futuramente receberem os painéis fotovoltaicos. Após análise da localização, foi determinado a inclinação do telhado de modo que atendesse as seguintes premissas: melhor índice de irradiação solar, garantindo uma maior eficiência das placas fotovoltaicas, considerando o escoamento da água pluvial e de elementos indesejados nas superfícies das placas, sendo essa inclinação de aproximadamente 10°, discutido mais sucintamente no tópico seguinte. Os valores de Irradiação Solar diário média mensal foram obtidos também utilizando dados do CRESESB, que são mostrados na Tabela 5.

Tabela 5 – Valores de irradiação solar diário média mensal no plano inclinado.

	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Méd. Anual
Irrad. Solar Média (kWh/m ² .dia)	5,81	5,88	6,10	5,93	5,53	5,26	5,52	6,20	6,62	6,55	6,55	6,00	6,00

Fonte: [5]

Após a média anual de Irradiância Solar Média encontrada na Tabela 5, foi calculado as horas de sol pleno, a partir da Equação 2 a seguir:

$$HSP = \frac{\text{irradiância} \left[\frac{kWh}{m^2 \cdot dia} \right]}{1 \left[\frac{kW}{m^2} \right]} \quad (2)$$

Logo,

$$HSP = \frac{6,00 \left[\frac{kWh}{m^2 \cdot dia} \right]}{1 \left[\frac{kWh}{m^2} \right]} = 6,00 \left[\frac{h}{dia} \right]$$

3.1.2. LOCALIZAÇÃO E ORIENTAÇÃO

A UFV está montada sobre estrutura metálica, conforme as Figuras 20 e 21, fabricada para ser utilizada como galpão de materiais cerâmicos e para recepção dos módulos fotovoltaicos, de forma a obter uma melhor configuração física e de eficiência solar. O local escolhido para instalação da usina permite o máximo de eficiência das placas, sem que haja incidência de sombreamento no decorrer do dia e não afete os detalhes arquitetônicos dos prédios.

Figura 20 – Construção da base do galpão para armazenamento de produtos cerâmicos e suportação dos módulos fotovoltaicos.



Fonte: Próprio autor

Figura 21 – Galpão construído para armazenamento de produtos cerâmicos e suportação dos módulos fotovoltaicos.



Fonte: Próprio autor

A usina UFV Cerâmica Pereira está direcionada para o Norte Geográfico com inclinação próxima ao ângulo de latitude do Distrito de São Pedro, Santa Cruz, PB, que é de 10° , conforme Figuras 22 e 23. A fixação dos geradores fotovoltaicos foi realizada utilizando-se de kits de montagem compostos por estruturas de aço galvanizado e por acessórios que permitem a conexão dos módulos fotovoltaicos em telhado metálico de zinco.

Figura 22 – Módulos fotovoltaicos em instalação.



Fonte: Próprio autor

Figura 23 – Módulos fotovoltaicos instalados.



Fonte: Próprio autor

O kit escolhido para a fixação dos módulos fotovoltaicos foi o ROMAGNOLE RS-225-35005-5, conforme Figuras 24 e 25, fornecido pela loja Portal Solar, para telha ondulada metálica ou de fibrocimento, incluindo todos os acessórios para fixação dos módulos, inclusive terminais especiais para aterramento, que é um kit ideal para a conexão de até 4 painéis FV de no máximo 1 m (um metro) de largura de 240W a 330W. O kit escolhido permite emenda para os perfis de alumínio. A estrutura acompanha os seguintes itens:

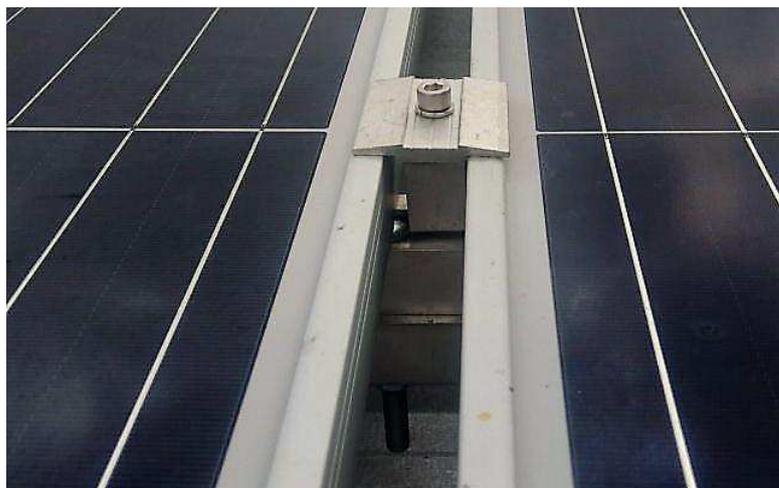
- 08 chapas de fixação Z;
- 08 parafusos T;
- 08 porcas sextavada M-10;
- 08 arruelas lisas 22x2x11 mm;
- 06 conjuntos Mid Clamp;
- 04 conjuntos End Clamp;
- 08 parafusos brocantes para telhado metálico;
- 08 borrachas nitrílicas 50x30 mm;
- 08 arruelas de pressão M-10;
- 10 parafusos allen M-6x40 mm inox AISI 304;
- 10 porcas quadradas M-6 inox AISI 304;
- 10 arruelas de pressão M-6 inox AISI 304;
- 2 perfis de 4,15 metros em alumínio.

Figura 24 – Fixação dos módulos fotovoltaicos à base.



Fonte: Próprio autor

Figura 25 – Travamento dos módulos entre si.



Fonte: Próprio autor

3.1.3. LEVANTAMENTO DA DEMANDA E CONSUMO DE ENERGIA ELÉTRICA

A demanda da Cerâmica foi obtida a partir do consumo nos últimos 12 meses, onde se foram verificadas as faturas emitidas pela concessionária local. São mostrados na Tabela 6 o consumo mensal em kWh.

Tabela 6 – Histórico de consumo mensal em kWh.

	PONTA	FORA DE PONTA	CONSUMO TOTAL
OUT/16	103	13.991	14.094
NOV/16	103	14.299	14.402
DEZ/16	154	15.375	15.529
JAN/17	205	15.068	15.273
FEV/17	103	16.093	16.196
MAR/17		12.300	12.300
ABR/17	51	11.378	11.429
MAI/17	103	11.993	12.096
JUN/17	51	13.171	13.222
JUL/17	103	15.016	15.119
AGO/17	205	17.528	17.733
SET/17	154	18.296	18.450

Fonte: Próprio autor

O consumo médio mensal (c_m) para os últimos 12 meses analisados é dado pela média aritmética do consumo mensal total, mostrada na equação 3 a seguir:

$$c_m = \frac{\sum(\text{consumo total})}{12} \quad (3)$$

$$c_m = \frac{14.094 + 14.402 + 15.529 + 15.273 + 16.196 + 12.300 + 11.429 + 12.096 + 13.222 + 15.119 + 17.733 + 18.450}{12}$$

$$c_m = 14.653,58 \text{ kWh/mês}$$

O consumo médio diário anual (c_d) é dado pela razão do consumo médio mensal por trinta, tal que:

$$c_d = \frac{14.653,58}{30} = 488,45 \text{ kWh/dia}$$

3.1.4. DIMENSIONAMENTO DO GERADOR FOTOVOLTAICO

Para o cálculo da potência de pico (P_{FV}) a ser gerada pelos módulos fotovoltaicos, adotou-se uma taxa de desempenho (TD) de 75%, a priori, dada a partir da equação 4, disponível em [7], utilizando dos dados de consumo médio diário anual (c_d) e horas de sol pleno (HSP).

$$P_{FV} (Wp) = \frac{c_d/TD}{HSP} \quad (4)$$

A taxa de desempenho de um sistema fotovoltaico, é definida como sendo a razão entre o desempenho real do sistema e o desempenho máximo teoricamente possível. Segundo [7], essa relação é um parâmetro para avaliar a geração de energia elétrica de um dado sistema fotovoltaico, por levar em consideração a potência real do sistema sob condições de operação e todas as perdas envolvidas, como perdas por queda de tensão devido à resistência de conectores e cabeamento, sujeira na superfície do painel,

sombreamento, eficiência do inversor, carregamento do inversor, descasamento entre os módulos, resposta espectral, temperatura operacional, dentre outras.

A potência de pico (P_{FV}) dos painéis é portanto:

$$P_{FV} (Wp) = \frac{488,45 \left[\frac{kWh}{dia} \right]}{6 \left[\frac{h}{dia} \right]} = 108,55 kWp$$

A partir da potência de pico encontrada, foi determinado o modelo do módulo fotovoltaico, sendo o *Canadian Solar MaxPower CS6X – 320P* com uma potência máxima de 320 W, o módulo escolhido. A ficha técnica do módulo fotovoltaico encontra-se na seção ANEXO – A. Para a potência de pico (P_{FV}) encontrada e a potência máxima ($P_{MÁX}$) do módulo fotovoltaico escolhido, foi definido a quantidade (N) de painéis fotovoltaicos definidos, dado pela equação 5 a seguir:

$$N = \frac{P_{FV} (Wp)}{P_{MÁX} (Wp)} \quad (5)$$

Sendo então necessário:

$$N = \frac{108.550 (Wp)}{320 (Wp)} = 340 \text{ módulos}$$

No entanto, pela grande quantidade de módulos que seriam necessários para o suprimento da energia, com seus respectivos custos, decidiu-se a utilização de 304 módulos fotovoltaicos, obtendo dessa forma uma potência de pico (P_{FV}) de acordo com a equação 5, de 97,28 kWp, o que resultaria em uma taxa de desempenho (TD) de 83,7%, que segundo [27] é dado pela equação (6), utilizando valores de consumo médio diário anual (c_d), a potência de pico dos painéis (P_{FV}) e as horas de sol pleno (HSP), a seguir:

$$TD = \frac{c_d / P_{FV}}{HSP} \times 1000 \quad (6)$$

Para a taxa de desempenho (TD) definida, ficou de responsabilidade do consumidor garantir a limpeza dos módulos, bem como a verificação semanal das instalações. Com isso, os painéis poderão gerar em média cerca de 489,04 kWh/dia, que mensalmente e anualmente irá gerar médias de 14.671,28 kWh/mês e 176,05 MWh/ano, respectivamente.

3.1.5. DIMENSIONAMENTO DO INVERSOR

Os inversores escolhidos para atender os requisitos do projeto foram os inversores 840P040.010 do fabricante REFUsol 40 kW, trifásico 380 V e corrente máxima na saída (CA) de 59 A trifásica, de acordo com sua ficha técnica em ANEXO – B, sendo um total de 2 inversores utilizados, resultando uma potência nominal de 80 kW. O modelo dos inversores utilizados é mostrado na Figura 26. O inversor tem um algoritmo de rastreamento do ponto de máxima potência do sistema fotovoltaico para qualquer condição atmosférica. Esse modelo de inversor atende a todos os requisitos de proteção especificados na NDU015, inclusive a função de anti-ilhamento e proteções por subtensão, sobretensão e sobrecorrente.

Figura 26 – Inversor REFUsol 40 kW.



Fonte: Próprio autor

O inversor está configurado de acordo com a NDU015, onde o parâmetro tempo de desligamento por sobretensão da rede deve ser configurado em 10 s, bem como o parâmetro de tempo de desligamento por subtensão da rede que deve ser configurado em 10 s. Ainda referente a NDU015, o fator de potência para sistemas com potência nominal superior à 300 kW, deve ser superior a 0,95, sendo o fator de potência nominal do inversor escolhido superior ao valor determinado pela Norma. Para garantir a segurança dos inversores em relação a forças mecânicas externas e para garantir que apenas pessoas especializadas possam ter acesso aos mesmos, os inversores foram alocados em subestação abrigada já construída da fábrica, conforme Figura 27 a seguir:

Figura 27 – Inversores REFUsol 40 kW alocados em subestação abrigada.



Fonte: Próprio autor

Cada inversor tem um quadro de *strings*, sendo 8 *strings* conectadas em cada um dos inversores, com um total de 19 módulos fotovoltaicos ligados em série a cada *string*.

Segundo [7], na elaboração de projetos de sistemas fotovoltaicos, deve-se calcular o Fator de Dimensionamento de Inversores (FDI), fator este que é a razão da potência nominal CA do inversor (P_{NCA}) e a potência de pico do gerador fotovoltaico (P_{FV}), conforme a equação 7 a seguir:

$$FDI = \frac{P_{NCA} (W)}{P_{FV} (Wp)} \quad (7)$$

$$FDI = \frac{80 (kW)}{97,28 (kWp)} = 0,82$$

Para o projeto, a potência do gerador fotovoltaico (P_{FV}) e a potência nominal CA do inversor (P_{NCA}), foram definidas de forma que o fator de dimensionamento do inversor (FDI) tenha a melhor relação custo/benefício. O fator de dimensionamento segundo [7], que são recomendados por fabricantes e instaladores situam-se na seguinte faixa:

- Valores inferiores de FDI: faixa de 0,75 à 0,85; e
- Limite superior de FDI: menor ou igual a 1,05.

Com isso, o fator de dimensionamento do inversor que foi encontrado está dentro das faixas, sendo considerado satisfatório.

Outros fatores importantes para elaboração de projetos de sistemas fotovoltaicos segundo [7], são: a tensão máxima de entrada (DC) e a faixa de tensão de operação do Seguidor do Ponto de Potência Máxima (SPPM) do inversor.

O cálculo da máxima tensão de entrada DC no inversor é um critério que deve ser respeitado em qualquer circunstância, uma vez que é o equipamento de maior custo em projetos de sistemas fotovoltaicos e uma vez danificado coloca em risco o funcionamento de todo o sistema. A máxima tensão ocorre em situações de circuito aberto dos módulos fotovoltaicos em baixas temperaturas. Como existe a ligação em série dos módulos fotovoltaicos, configuração na qual se tem a soma das tensões individuais de cada módulo, o número máximo de módulos em série deve respeitar também a tensão máxima suportável pelo inversor, como explorado mais sucintamente no Capítulo 2.

Conforme [7] a verificação de módulos que devem estar conectados em série para que se obedeça a máxima tensão, é dada pela equação 8 a seguir:

$$N^{\circ}_{\text{módulos_série}} \times V_{ocTmin} < V_{iMÁX} \quad (8)$$

Onde,

$V_{iMÁX}$ – máxima tensão CC admitida pela entrada do inversor; e

V_{ocTmin} – tensão em circuito aberto de um módulo fotovoltaico na menor temperatura de operação prevista.

Para a máxima tensão em circuito aberto (V_{ocTmin}), é possível ser determinada pela equação 9, de acordo com [7], tal que:

$$V_{ocTmin} = V_{ocSTC} \times (1 + \beta \times (T_{min} - 25)) \quad (9)$$

Onde:

V_{ocSTC} – tensão de circuito aberto na condições de testes padrão;

β – coeficiente de variação da tensão de circuito aberto (V_{oc}) com a temperatura;

T_{min} – temperatura mínima.

O valor de β é dado pelo fabricante dos módulos fotovoltaicos em seu *datasheet*, na parte de Características de Temperatura.

A partir do cálculo da máxima tensão de circuito aberto (V_{ocTmin}), tal que:

$$V_{ocTmin} = 45,3 \times (1 + (-0,0031) \times (12,2 - 25))$$

$$V_{ocTmin} = 47,1 \text{ V}$$

A partir do valor encontrado, foi verificado que o número máximo de módulos em série que poderiam ser conectados em série de acordo com a equação 8 é de 21 módulos. No projeto foram conectados então 19 módulos fotovoltaicos em série, afim de se obter uma tensão de 895 V que é menor que a tensão DC máxima que é de 1000 V.

Para a faixa de tensão de operação do Seguidor do Ponto de Potência Máxima (SPPM) do inversor, se faz necessário o uso das equações 10 e 11, de acordo com [7], que determinam as tensões de máxima potência para a maior e menor temperatura possíveis, $V_{mpTmáx}$ e $V_{mpTmín}$, respectivamente.

$$V_{mpTmáx} = V_{mp} \times (1 + \beta \times (T_{op} + T_{máx} - 25)) \quad (9)$$

$$V_{mpTmáx} = 36,8 \times (1 + (-0,0041) \times (45 + 39,8 - 25))$$

$$V_{mpTmáx} = 27,777 \text{ V}$$

$$V_{mpTmín} = V_{mp} \times (1 + \beta \times (T_{op} + T_{mín} - 25)) \quad (10)$$

$$V_{mpTmín} = 36,8 \times (1 + (-0,0041) \times (45 + 12,2 - 25))$$

$$V_{mpTmín} = 31,942 \text{ V}$$

Onde:

V_{mp} – tensão de operação em máxima potência;

β – coeficiente de variação da tensão de circuito aberto (V_{oc}) com a temperatura;

T_{op} – temperatura do módulo em operação nominal;

$T_{máx}$ – temperatura máxima; e

$T_{mín}$ – temperatura mínima.

Após a determinação das tensões de máxima potência para a maior e menor temperatura possíveis, $V_{mpTmáx}$ e $V_{mpTmín}$, respectivamente, foi verificada pela equação 11 a faixa de tensão de operação do Seguidor do Ponto de Potência Máxima (SPPM) do inversor, tal que:

$$\frac{V_{iSPPMmín}}{V_{mpTmáx}} < N^{\circ}_{\text{módulos_série}} < \frac{V_{iSPPMmáx}}{V_{mpTmín}} \quad (11)$$

$$\frac{320}{27,777} < N^{\circ}_{\text{módulos_série}} < \frac{800}{31,942}$$

$$11,52 < N^{\circ}_{\text{módulos_série}} < 25,06$$

Portanto, ficou definido que para a associação em série de 12 a 25 módulos fotovoltaicos, permitem um perfeito funcionamento dos inversores a eles conectados. E com isso, verificou-se também que a utilização de 16 *strings* com 19 módulos conectados em série é possível e atende as condições de funcionamento de todos os equipamentos.

Foi verificado também a corrente DC operacional máxima ($i_{DCmáx}$), sendo a mesma de 84 A para cada inversor de 40 kW, e como em cada inversor estão conectadas 8 *strings* em paralelo, resultando em uma corrente de 69,52 A, dada a partir da corrente nominal de cada *string* que é a corrente nominal de operação dos módulos a ela conectadas, sendo de 8,69 A, já discutido no Capítulo 2 do presente trabalho.

Para comprovar que a corrente máxima de entrada CC está sendo respeitada, o cálculo da quantidade máxima de *strings* em paralelo é dado pela equação 12, onde a corrente máxima que pode ser gerada em cada *string* é a corrente de curto-circuito dos módulos (I_{sc}), tal que:

$$N^{\circ}_{\text{sériesFV_paralelo}} = \frac{I_{imáx}}{I_{sc}} \quad (11)$$

$$N^{\circ}_{\text{sériesFV_paralelo}} = \frac{84}{9,26} = 9 \text{ séries fotovoltaicas}$$

Onde:

$I_{imáx}$ – corrente DC operacional máxima; e

I_{sc} – corrente de curto-circuito dos módulos fotovoltaicos.

Portanto, cada inversor suporta as 8 *strings* conectadas em paralelo a eles, cada uma com 19 módulos fotovoltaicos conectados em série.

3.2. PROJETO ELÉTRICO

O projeto elétrico de um sistema fotovoltaico requer também outros desafios, no que diz respeito ao dimensionamento e seção dos condutores que deverão ser utilizados, chaves seccionadoras para operação, disjuntores e todas as proteções necessárias para execução do sistema fotovoltaico.

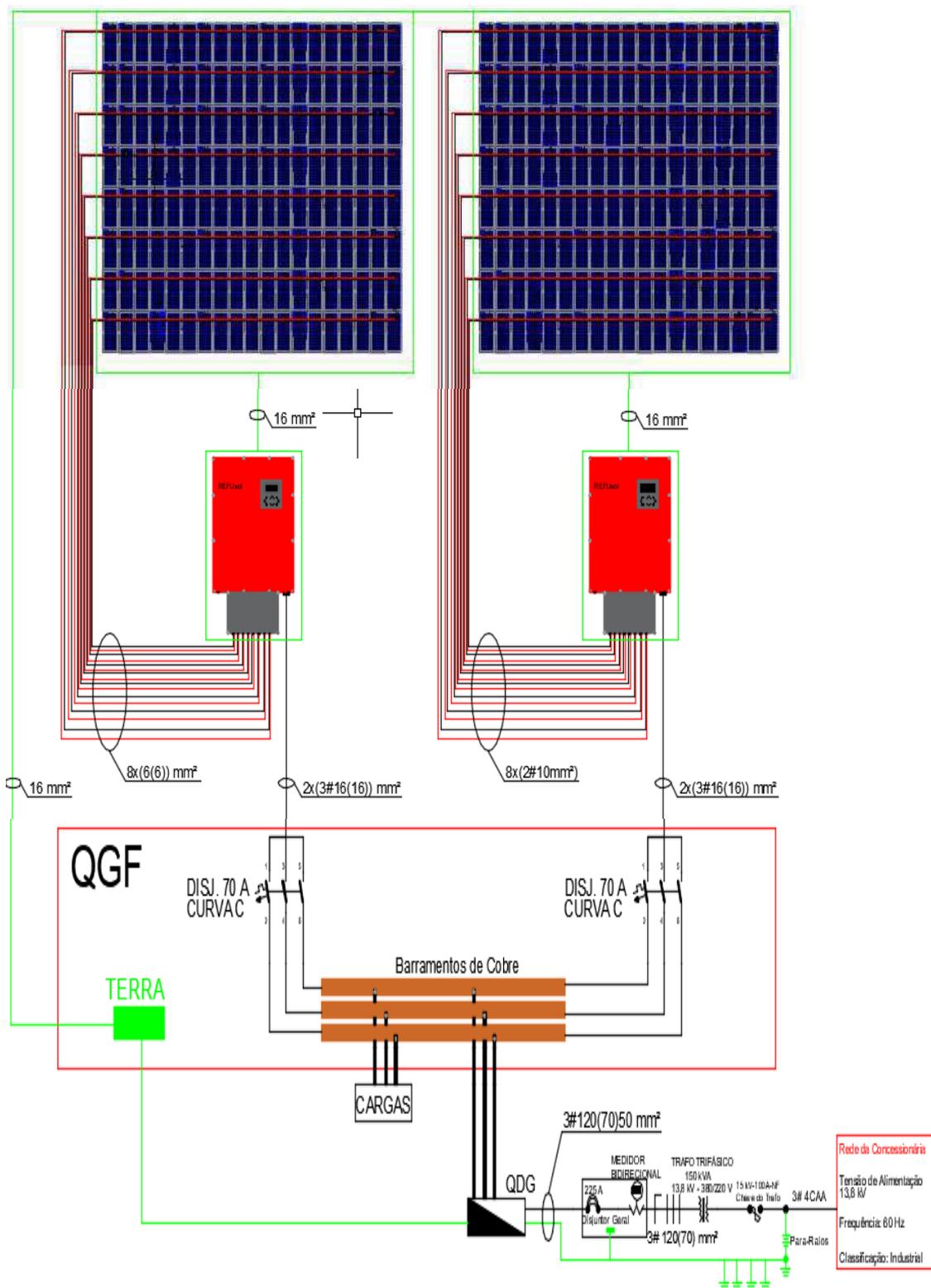
É importante ressaltar os padrões já instalados na unidade consumidora, a qual é atendida em média tensão de alimentação trifásica (13,8 kV) através de um transformador de 150 kVA com tensão secundária de 380/220 V. A entrada do serviço é através de ramal aéreo com cabos nu 4CAA. Os condutores do secundário do transformador são cabos de baixa tensão com camada isolante e proteção mecânica adicional, com isolamento mínima de 1 kV (cobre) com seção 120 mm² para as fases e 70 mm² para o neutro. O aterramento foi instalado com cabo de cobre nu 50 mm² e haste 16x2400 mm.

A proteção geral se dá por meio de um disjuntor trifásico 225 A (curva C) e um medidor fornecido pela concessionária local o qual está instalado na parede, e que deve ser substituído por Medidor Bidirecional para possibilitar a medição de energia consumida, bem como a energia gerada pelo sistema de minigeração. A demanda contratada atualmente pela fábrica é de 130 kW, e o disjuntor trifásico existente possibilita uma potência de 148,5 kW.

3.2.1. DIMENSIONAMENTO DOS CONDUTORES

O projeto do sistema fotovoltaico da UFV Cerâmica Pereira está em uma configuração na qual consiste de um medidor bidirecional ligado ao quadro geral, 2 (dois) inversores, cada um deles conectados a 8 *strings*, sendo cada *string* disposta de 19 módulos fotovoltaicos conectados em série, bem como a ligação dos inversores ao quadro geral, e também a ligação de um módulo ao outro nas 16 *strings*. Para tais interligações, devem ser calculados para os cinco trechos descritos, as suas respectivas seções condutoras, bem como as suas classes de proteção e perímetro total percorrido por cada trecho. Os respectivos trechos descritos, podem ser observados na Figura 28, que mostra o diagrama de força da fábrica e o sistema fotovoltaico, construído com auxílio do *software* Autodesk AutoCAD 2016®.

Figura 28 – Diagrama elétrico da Cerâmica com o sistema fotovoltaico conectado à rede.



Fonte: Próprio autor

Para os seguintes trechos, foi consultada a NBR 5410/2008, verificando as tabelas 33 e 39, que abordam os tipos de linhas elétricas (método de instalação, esquema ilustrativo, descrição e método de referência) e capacidade de condução de corrente, em

amperes, para os métodos E, F e G (condutores de cobre, isolamento EPR, temperatura no condutor 90°C e temperatura ambiente de referência 30°C). A seguir são mostrados os trechos, com suas respectivas seções condutoras, tipo de cabo, classe de proteção, método de instalação, método de referência, perímetro de cada trecho percorrido e quantidade de trechos existentes, conforme Tabela 7 a seguir.

Tabela 7 – Detalhamento de toda a cabeção do projeto.

Trecho	Quantidade	Seção Condutora (mm ²)	Tipo de Cabo	Classe de Encord.	Método de Instalação	Método de Referência	Perímetro (m)
Módulo – Módulo	288	1x(6)	HEPR / XLPE	5	14	F	1,10
Painel – Inversor1	8	2x(6)	HEPR / XLPE	5	41	B2	15,00
Painel – Inversor2	8	2x(6)	HEPR / XLPE	5	41	B2	35,00
Inversor – QGF	2	2x(3#16(16))	HEPR	5	41	B2	5,00
Medidor – QGF	1	3#120(70)50	HEPR	5	41	B2	6,00

Fonte: Próprio autor

Para o trecho do medidor ao QGF, os cabos necessários já são adquiridos para a ligação sem o sistema fotovoltaico conectado à rede (SFCR), embora até a elaboração do presente trabalho, o medidor bidirecional não tenha sido instalado, uma vez que é de responsabilidade da Concessionária local.

Todos os cabos foram dimensionados, de forma a obedecer as normas e regulamentações vigentes para segurança do próprio sistema, bem como das pessoas que trabalham juntamente a ele, garantido níveis de isolamento aceitáveis, segurança à esforços mecânicos e queda de tensão dentro da faixa de um a três por cento (1 – 3%) em todos os trechos. Um dentre os demais trechos tem um perímetro relativamente grande, que é o trecho de conexão dos painéis fotovoltaicos geradores para os inversores, e portanto foi verificado através da equação 12, o cálculo da mínima bitola do condutor, considerando uma queda de tensão de 2% para uma instalação em corrente contínua, tal que:

$$S \text{ (mm}^2\text{)} = \rho \left(\frac{\Omega \cdot \text{mm}^2}{\text{m}} \right) \times \frac{d \text{ (m)} \times I \text{ (A)}}{\Delta V \text{ (V)}} \quad (12)$$

Onde:

S – seção mínima de condutor;

ρ – resistividade do material do condutor, geralmente cobre (0,01724 $\Omega \cdot \text{mm}^2/\text{m}$);

d – distância total do condutor, considerando o trecho de retorno; e

ΔV – queda de tensão tolerada no cabeamento para o trecho analisado.

Sendo então feito o cálculo de acordo com os valores da tabela 3.4 e dos valores presentes na ficha técnica dos módulos fotovoltaicos em ANEXO – A, temos:

$$S (\text{mm}^2) = 0,01724 \left(\frac{\Omega \cdot \text{mm}^2}{\text{m}} \right) \times \frac{70 (\text{m}) \times 8,69 (\text{A})}{2 (\text{V})}$$

$$S (\text{mm}^2) = 5,24 \text{ mm}^2$$

Portanto, os condutores utilizados no trecho descrito, sendo esses condutores de 6 mm^2 , atendem as necessidades do projeto, garantido todos os requisitos vigentes nas normas e regulamentações, assim como todos os outros condutores dos demais trechos.

É de extrema importância salientar que todas as conexões que se referem a módulo – módulo e painel – inversor se dá através de conectores do tipo MC3, os quais garantem que não haja nenhuma perda proveniente de emendas e/ou cabos com mau contato. Foram utilizados no projeto, 640 conjuntos de conectores MC3, sendo 32 usados para conexão das *strings* com os inversores e 608 para a conexão dos módulos para os terminais positivo e negativo de cada módulo.

3.2.2. DIMENSIONAMENTO DAS PROTEÇÕES

Como todo e qualquer projeto elétrico, o projetos de sistemas fotovoltaicos também necessitam de equipamentos de proteção, os quais apresentam uma gama de utilidades, desde proteção dos seres humanos à proteção dos demais componentes que formam o sistema por completo. Devido ao custo com um projeto de um sistema fotovoltaico, é inevitável que se tenha equipamentos como chaves seccionadoras, fusíveis, disjuntores, dispositivos de proteção contra surtos (DPS), aterramento, entre outros componentes eletrônicos CC e AC que estão intrínsecos aos módulos e inversores.

Pelo lado do gerador fotovoltaico, tem-se corrente contínua (CC) e se fez necessário a utilização de *string box* para a proteção de cada *string*, afim de garantir uma proteção efetiva dos módulos a elas conectadas. A *string box* no projeto está acoplada na

parte de baixo dos inversores, conforme a Figura 29, e os equipamentos que compõem as *string box* são: dispositivo de proteção contra surtos (DPS), fusível e chave. Pelo lado de corrente alternada (CA), é realizada a proteção dos circuitos AC utilizando-se dois disjuntores termomagnéticos trifásico 70A, conforme Figura 30, e das saídas dos disjuntores, os condutores são conectados no barramento do quadro de força (QDF), onde também são conectados os cabos que vem da saída do medidor.

Figura 29 – *String box* conectada abaixo do inversor.



Fonte: Próprio autor

Figura 30 – Disjuntor termomagnético utilizado no lado CA.



Fonte: [29]

É importante ressaltar que todas as partes metálicas que englobam o sistema fotovoltaico, desde as estruturas metálicas que suportam os módulos fotovoltaicos, os próprios módulos fotovoltaicos, os inversores, bem como as partes metálicas do quadro

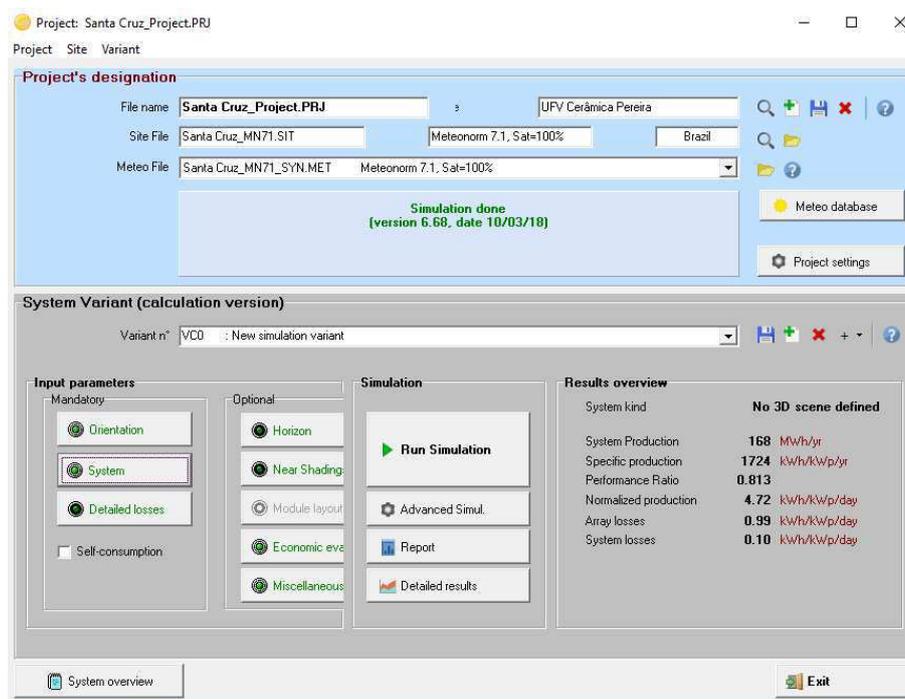
geral de força (QGF), quadro de força (QDF), medidor e transformador, estão aterradas por meio de cabos de cobre nu de 50 mm² para as estruturas que já eram existentes e cabos de 16 mm² para as estruturas do sistema fotovoltaico, na malha de aterramento já existente na unidade fabril.

3.3. SIMULAÇÃO

Para fazer a simulação do projeto do sistema fotovoltaico implantado, afim de fazer a verificação dos dados obtidos, foi utilizado o *software PVSystem 6.6.8*, o qual é utilizado para fazer análise, estudo e dimensionamento dos mais variados projetos fotovoltaicos.

Foi necessário para simular o projeto do sistema, acrescentar na lista do *PVSystem 6.6.8* a localização na qual o sistema está implantado, uma vez que o mesmo não está configurado para a localização de São Pedro, Santa Cruz – PB. Ao definir as coordenadas no software, a tela inicial do *software* mostra a a simulação e os resultados obtidos a partir de parâmetros de entrada que serão mostrados a seguir. Na Figura 31 é mostrada a tela inicial do *software*.

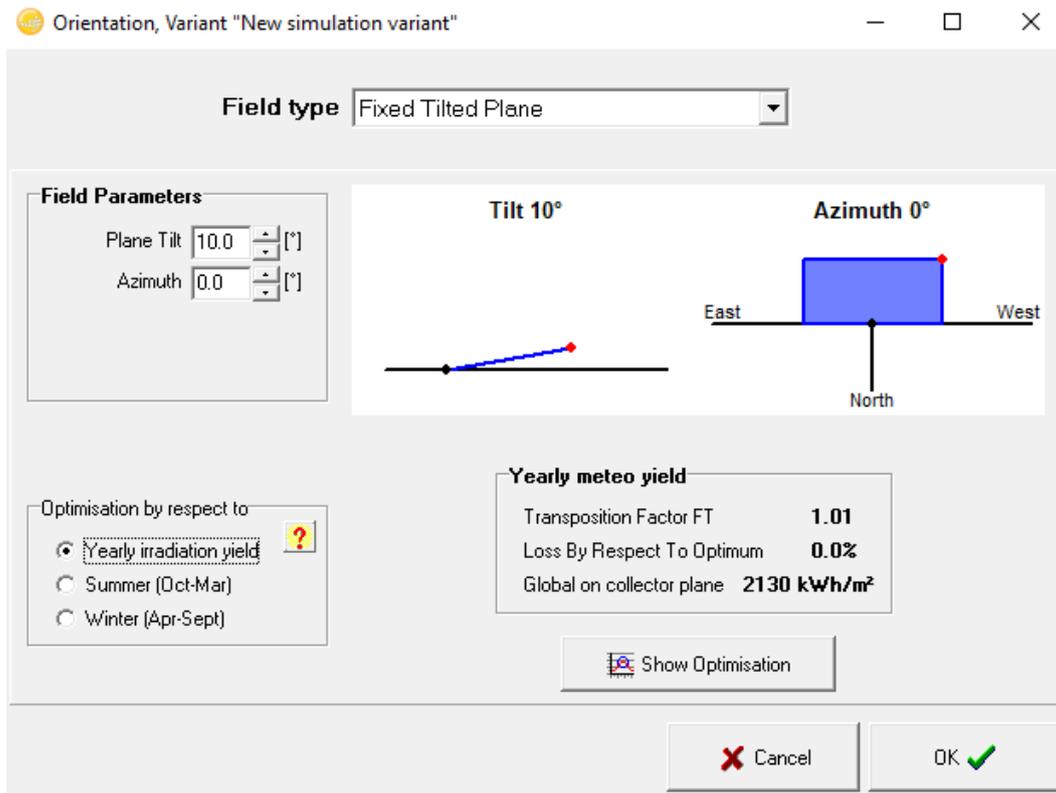
Figura 31 – Tela inicial do *software PVSystem*.



Fonte: Próprio autor

O primeiro passo após a criação do arquivo com a localização do sistema fotovoltaico, foi definir a orientação dos módulos fotovoltaicos de acordo com o projeto, para se obter uma melhor eficiência dos mesmos, onde estão direcionados para o norte geográfico, com uma inclinação de aproximadamente 10° . A Figura 32 a seguir, mostra a tela do *software* que permite fazer o ajuste.

Figura 32 – Tela para ajuste da orientação e ângulo de inclinação dos módulos fotovoltaicos.



Fonte: Próprio autor

Em seguida foram acrescentados nos parâmetros de entrada, a definição do sistema, onde foram definidos os dados de potência pico requerida, o modelo do módulo fotovoltaico e o inversor. O *software* informa uma mensagem na sua tela, quando a potência pico requerida pelo usuário é maior do que a potência máxima que os módulos podem oferecer, e a partir desse valor define a quantidade e a área ocupada pelos módulos. Para os modelos de módulos e inversores, tem-se uma lista com diversos fabricantes, e os equipamentos utilizados no projeto em estudo estavam nas listas do *software*, o qual requer uma informação da quantidade utilizada para os inversores, afim de determinar a quantidade mínima e máxima se módulos conectados em série e em paralelo, além das tensões e correntes que os mesmos geram. Na Figura 33 são mostradas as informações obtidas para o projeto em estudo.

Figura 33 – Tela para ajuste de potência de pico, modelos de módulos fotovoltaicos e inversores.

The screenshot displays the 'Grid system definition' window for a 'New simulation variant'. It is divided into several sections:

- Global System configuration:** Shows 'Number of kinds of sub-arrays' set to 1 and a 'Simplified Schema' button.
- Global system summary:** A table showing:

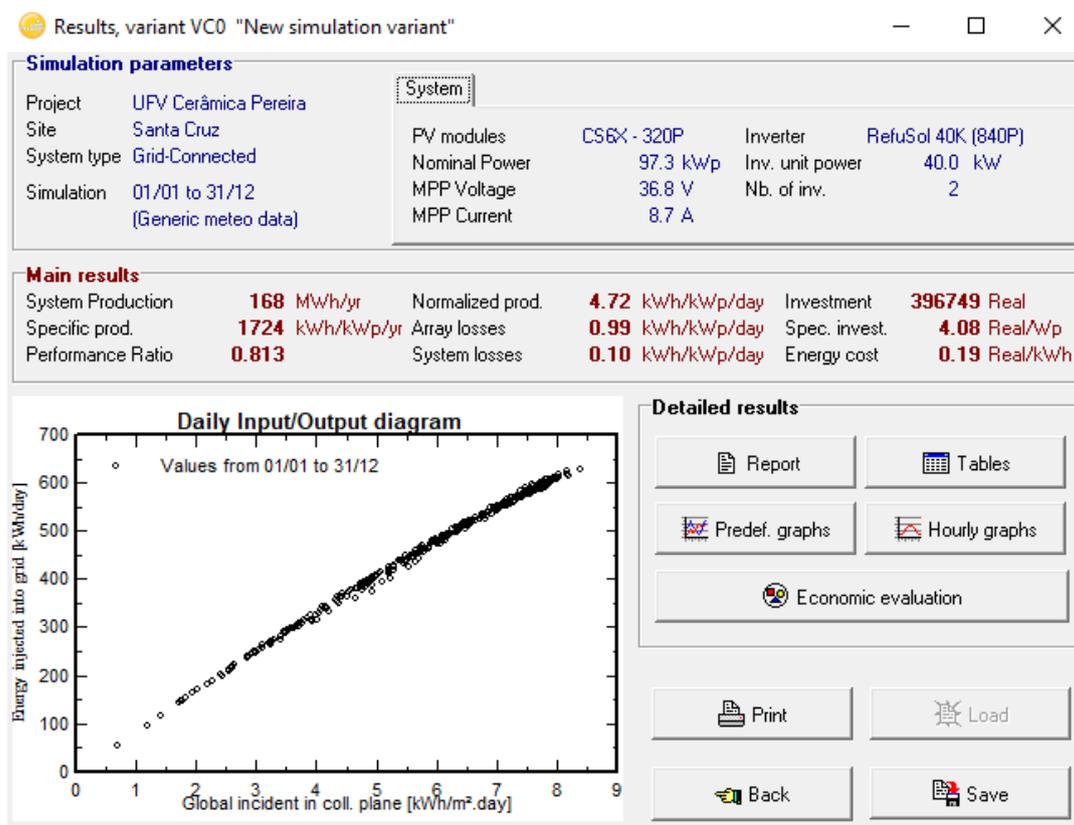
Nb. of modules	304	Nominal PV Power	97.3 kWp
Module area	583 m ²	Maximum PV Power	93.5 kWdc
Nb. of inverters	2	Nominal AC Power	80.0 kWac
- Sub-array #1:**
 - Sub-array name and Orientation:** Name 'Sub-array #1', Tilt 10°, Azimuth 0°.
 - Presizing Help:** 'No sizing' selected, 'Enter planned power' 97.3 kWp, 'or available area(modules)' 583 m².
- Select the PV module:**
 - Module: Canadian Solar Inc., 320 Wp 31V, Si-poly, CS6X-320P, Until 2016, Manufacturer 2015.
 - Sizing voltages: V_{mpp} (60°C) 30.9 V, V_{oc} (-10°C) 50.9 V.
- Select the inverter:**
 - Inverter: REFU Elektronik GmbH, 40 kW, 250-900 V TL, 50/60 Hz, RefuSol 40K (840P), Since 2016.
 - Nb. of inverters: 2, Operating Voltage: 250-900 V, Global Inverter's power: 80.0 kWac, Input maximum voltage: 1000 V.
- Design the array:**
 - Number of modules and strings:** Mod. in series 19, Nbre strings 16, Nb. modules 304, Area 583 m².
 - Operating conditions:** V_{mpp} (60°C) 586 V, V_{mpp} (20°C) 714 V, V_{oc} (-10°C) 967 V.
 - Plane irradiance:** 1000 W/m².
 - Electrical parameters:** I_{mpp} (STC) 140 A, I_{sc} (STC) 148 A, I_{sc} (at STC) 148 A.
 - Power:** Max. operating power at 1000 W/m² and 50°C: 86.7 kW, Array nom. Power (STC): 97.3 kWp.

At the bottom, there are buttons for 'System overview', 'Cancel', and 'OK'.

Fonte: Próprio autor

É possível verificar em todos os resultados obtidos na simulação que estão muito próximos aos resultados encontrados nos tópicos anteriores, confirmado a fidedignidade dos dados obtidos. O *software* disponibiliza uma ferramenta de Resultados detalhados, como é mostrado na Figura 34, e que também mostra os valores da simulação que são muito aproximados dos valores já encontrados.

Figura 34 – Resultados detalhados da simulação.



Fonte: Próprio autor

Outro detalhe bastante interessante do *software* é o cálculo de perdas do sistema, pela resistência ôhmica dos cabos, além de considerar o fator de perda térmica, entre outros fatores que são intrínsecos na simulação. Para o projeto em estudo a perda pela resistência ôhmica dos cabos foi de 1,5%, com uma resistência de 75,3 mΩ; e as perdas ocasionadas por perdas térmicas, foram em virtude de um fator de perda térmica de 20 W/m²k.

O *software* também disponibiliza um relatório de todos os dados que foram considerados para o projeto, e os respectivos valores obtidos pelo sistema. O relatório da simulação do *PVSyst 6.6.8* para o projeto do sistema fotovoltaico em estudo se encontra em ANEXO – C.

4. ANÁLISE FINANCEIRA

Para mensurar todos os dados financeiros que estão inclusos em projetos de sistemas fotovoltaicos, se faz necessário a verificação de algumas características econômicas para se avaliar o custo total da obra, tendo como base preços de insumos praticados no mercado ou valores de referência. Neste capítulo, serão realizados os levantamentos de quantidades de materiais e serviços, para que se possa realizar o orçamento com os custos unitários. Será realizado a discriminação de cada insumo, unidade de medida, sua influência na realização do projeto, preço unitário e custo parcial, além do custo unitário dos serviços com o projeto e as instalações.

Por fim, será realizado a análise econômica do projeto em estudo, aplicando os métodos de avaliação de projetos que foram discutidos no Capítulo 3.

4.1. MODALIDADE TARIFÁRIA DA CERÂMICA

Para que seja feita a análise econômica do projeto em estudo da Cerâmica, é necessário ter conhecimento da modalidade tarifária na qual a unidade fabril está inserida, sendo a mesma do tipo hora-sazonal verde, pertencente a Classe Demais Classes, onde as tarifas aplicadas sobre a mesma, são mostradas na Tabela 8 a seguir.

Tabela 8 – Modalidade tarifária na qual a Cerâmica está inserida.

MODALIDADE TARIFÁRIA HORÁRIA VERDE							
SUBGRUPO	CLASSES	TUSD + TE		CONSUMO (RS/KWH)			
		DEMANDA (RS/KW)		ULTRAPASSAGEM		CONSUMO (RS/KWH)	
		PONTA	FORA PONTA	PONTA	F. PONTA	PONTA	FORA PONTA
A4 (13,8 KV)	SERVIÇO PÚBLICO	-	15,12	-	35,58	1,41075	0,21126
	DEMAIS CLASSES	-	17,79	-	35,58	1,65971	0,24855
	RURAL	-	16,01	-	35,58	1,49373	0,22369
	RURAL IRRIGAÇÃO	-	16,01	-	35,58	1,49373	0,02485

Fonte: [28]

Como calculado no Capítulo 3 deste trabalho, a unidade fabril tem uma média de consumo mensal anual de 14.653,58 kWh/mês, com uma demanda contratada de 130 kW, mas com uma potência disponibilizada de até 148,5 kW, considerando o disjuntor de entrada trifásico de 225 A. Utilizando as tarifas fora de ponta do ano atual, o custo médio mensal da conta de energia da unidade fabril é igual a R\$ 5.954,85 mais R\$ 1.661,51 com impostos (considerando o mês de Fevereiro/2018). Os valores são divididos da seguinte forma:

- ➔ Custo pela demanda contratada: $130 \text{ kW} \times 17,79 \text{ R\$/kW} = \text{R\$ } 2.312,70$;
- ➔ Custo por consumo: $14.653,58 \text{ kWh/mês} \times 0,24855 \text{ R\$/kWh} = \text{R\$ } 3.642,15$;
- ➔ Imposto com base no mês de Fevereiro de 2018 (30,71%): R\$ 1.661,51.

A economia do imposto com base no mês de Fevereiro calculado foi encontrado pelas taxas de ICMS, PIS e COFINS, juntamente com a contribuição para iluminação pública do respectivo mês, de R\$ 38,08, sendo dada pela soma dos impostos sobre o consumo médio mensal em kWh fora de ponta, mostrado na Tabela 9 a seguir:

Tabela 9 – Economia de impostos com base no mês de Fevereiro de 2018.

Consumo médio mensal (kWh/mês)	Tarifa com Tributos	Aliq. ICMS	PIS	COFINS	Valor Total de Impostos
14653,58	0,36193	0,25	0,011288	0,051994	R\$ 1.661,51

Fonte: Próprio autor

4.2. CUSTOS DO PROJETO

Os custos com o projeto é o fator mais determinante para as pessoas que se interessam em implantar um sistema fotovoltaico, seja em uma aplicação para uma pequena carga, projeto residencial, de pequenas a grandes indústrias e em grandes usinas geradoras, por ser um fator determinante no estudo de viabilidade econômica. Para o projeto do sistema fotovoltaico, foi realizado um levantamento de preço para cada componente associado ao mesmo, com base em valores encontrados no mercado e por consultas com profissionais da área de projetos de sistemas fotovoltaicos.

Não foi incluído o valor com custo de suportação dos módulos, uma vez que os mesmos foram construídos anteriormente ao início do projeto, para amplia o dos galpões de armazenamento de materiais cerâmicos, embora tenham sido planejados para

servirem com base de suportação para os módulos, garantindo as condições de escoamento de água pluvial, poeira e sombreamento, além de garantir uma melhor eficiência com a irradiância solar a partir do seu ângulo de inclinação. Na Tabela 10 a seguir, é mostrado todo o orçamento do projeto da UFV Cerâmica Pereira.

Tabela 10 – Orçamento do projeto da UFV Cerâmica Pereira.

Equipamento/Serviço	Quant.	Unid.	Valor Unit. (R\$)	Valor (R\$)
Módulo FV - Canadian Solar MAXPOWER CS6X-320P	304	PÇ	R\$ 721,71	R\$219.399,84
Inversor REFUsol 40kW Trif. 380 V LAN C/ String Box	2	PÇ	R\$ 28.826,77	R\$57.653,54
Estrutura Painel Solar ROMAGNOLE Centrium Energy RS225 P/ Telha Ondulada 4 Placas	76	PÇ	R\$ 544,98	R\$41.418,48
Disjuntor termomagnético - Enerbras DT3E3C70	2	PÇ	R\$ 30,90	R\$61,80
Placa de advertência	2	PÇ	R\$ 16,00	R\$32,00
Cabo Nexans Energyflex BR Preto 1x6mm ² 0,6/1kV Cobre HEPR	800	m	R\$ 4,50	R\$3.600,00
Cabo Nexans Energyflex BR Vermelho 1x6mm ² 0,6/1kV Cobre HEPR	500	m	R\$ 4,50	R\$2.250,00
Cabo Corfio flexível vermelho 90�C 1x16mm ² 0,6/1kV Cobre-HEPR-PVC/S12	30	m	R\$ 5,00	R\$150,00
Cabo Corfio azul flexível 90�C 1x16mm ² 0,6/1kV Cobre-HEPR-PVC/S12	10	m	R\$ 5,00	R\$50,00
Cabo Cobre NU 16mm ²	100	m	R\$ 6,87	R\$687,00
Quadro de distribuição Enerbras Sobrepor 6 polos/1fila	1	PÇ	R\$ 10,90	R\$10,90
Conectores MC3	640	PÇ	R\$ 4,50	R\$2.880,00
Projeto Elétrico	1		R\$ 20.000,00	R\$20.000,00
Execução do Projeto	1		R\$ 50.000,00	R\$50.000,00
Outros	1		R\$ 10.000,00	R\$10.000,00
TOTAL				R\$408.193,56

Fonte: Próprio autor

Pela equação 4, é possível verificar que a produção média mensal do sistema fotovoltaico será de 14.671,28 kWh/mês, sendo este valor maior que o consumo médio mensal (C_m) para os últimos 12 meses analisados no Capítulo 3, que é de 14.653,58 kWh/mês. Utilizando-se das tarifas fora de ponta analisadas no t pico anterior, tem-se uma economia média mensal de consumo prevista de R\$ 3.642,82, juntamente com a economia na redução de impostos de R\$ 1.661,51. Com isso, o consumidor passa para início de funcionamento do projeto a economizar em sua conta de energia, o valor de R\$ 5.304,33.

Ainda para efeitos de economia, tem-se a ressalva de que a partir do sexto mês de uso do sistema fotovoltaico, em seu funcionamento normal, com todo o escopo do projeto acabado e com o projeto entregue definitivamente, o consumidor poderá alterar a modalidade tarifária na qual está inserido. De acordo com sua geração no decorrer de 6

meses, o consumidor poderá sair da modalidade tarifária horária verde, subgrupo A4 (consumidores alimentados em alta tensão 13,8 kV) para modalidade tarifária convencional, tarifa B3 (baixa tensão). Dessa forma, o consumidor não tem mais nenhuma demanda contratada, não tendo que pagar nenhum valor sobre sua demanda faturável, pagando somente o consumo de energia elétrica ativa.

4.3. VIABILIDADE ECONÔMICA DO SFCR

Nesta última seção, após a análise de modalidade tarifária da Cerâmica e dos custos com o projeto do sistema fotovoltaico, serão aplicados os métodos financeiros apresentados no Capítulo 3, afim de analisar a viabilidade econômica do projeto executado.

Para que seja aplicado os métodos financeiros para o estudo de viabilidade econômica, se faz necessário a determinação de algumas considerações, além de cenários de viabilidade econômica que podem ser explorados, afim de se verificar a melhor configuração, à qual trará um retorno financeiro maior e mais rápido para o consumidor. Os cenários a serem analisados, com suas respectivas considerações são descritos a seguir:

Cenário 1:

- O custo de capital ou taxa mínima de atratividade (TMA) aplicado, deve ser igual a taxa Selic prevista para 2018, sendo a mesma de 6,75%;
- Reajustes de 6% a.a. para tarifas de energia elétrica;
- PaybA vida útil do projeto é de 25 anos em função da vida útil dos módulos fotovoltaicos;
- Será considerado a troca dos 2 inversores após 8 anos de uso dos mesmos, que é a garantia do fabricante sobre seu produto; e
- A fábrica continua com a mesma demanda contratada de 130 kW e alimentação em 13,8 kV.

O fluxo de caixa calculado para o investimento realizado é mostrado na Tabela 11, elaborada com auxílio do *software* Excel, sendo o mesmo calculado a partir de valores anuais.

Tabela 11 – Fluxo de Caixa do projeto para o Cenário 1.

t	Ano	Tarifa de Consumo F. Ponta (R\$/kWh)	Economia de Consumo a.a.	Economia de Impostos a.a.	Tarifa pela demanda contratada	Demanda Contratada a.a. (kW)	Custo por demanda contratada a.a.	Impostos e Encargos Setoriais (R\$)	Fluxo de Caixa	VALOR TOTAL ACUMULADO
0	2018	0,24855			-17,7900	1560			-R\$ 408.193,56	-R\$ 408.193,56
1	2019	0,26346	R\$ 43.705,77	R\$ 19.938,16	-18,3237	1560	-R\$ 28.584,97	-R\$ 2.426,88	R\$ 32.632,07	-R\$ 375.561,49
2	2020	0,27927	R\$ 46.328,11	R\$ 21.134,48	-18,8734	1560	-R\$ 29.442,52	-R\$ 2.499,69	R\$ 35.520,38	-R\$ 340.041,10
3	2021	0,29603	R\$ 49.107,80	R\$ 22.402,55	-19,4396	1560	-R\$ 30.325,80	-R\$ 2.574,68	R\$ 38.609,87	-R\$ 301.431,23
4	2022	0,31379	R\$ 52.054,27	R\$ 23.746,70	-20,0228	1560	-R\$ 31.235,57	-R\$ 2.651,92	R\$ 41.913,48	-R\$ 259.517,75
5	2023	0,33262	R\$ 55.177,52	R\$ 25.171,50	-20,6235	1560	-R\$ 32.172,64	-R\$ 2.731,47	R\$ 45.444,91	-R\$ 214.072,83
6	2024	0,35257	R\$ 58.488,18	R\$ 26.681,79	-21,2422	1560	-R\$ 33.137,82	-R\$ 2.813,42	R\$ 49.218,73	-R\$ 164.854,10
7	2025	0,37373	R\$ 61.997,47	R\$ 28.282,70	-21,8795	1560	-R\$ 34.131,95	-R\$ 2.897,82	R\$ 53.250,39	-R\$ 111.603,71
8	2026	0,39615	R\$ 65.717,31	R\$ 29.979,66	-22,5358	1560	-R\$ 35.155,91	-R\$ 2.984,76	-R\$ 97,23	-R\$ 111.700,94
9	2027	0,41992	R\$ 69.660,35	R\$ 31.778,44	-23,2119	1560	-R\$ 36.210,59	-R\$ 3.074,30	R\$ 62.153,91	-R\$ 49.547,03
10	2028	0,44512	R\$ 73.839,97	R\$ 33.685,15	-23,9083	1560	-R\$ 37.296,90	-R\$ 3.166,53	R\$ 67.061,69	R\$ 17.514,66
11	2029	0,47182	R\$ 78.270,37	R\$ 35.706,26	-24,6255	1560	-R\$ 38.415,81	-R\$ 3.261,52	R\$ 72.293,29	R\$ 89.813,95
12	2030	0,50013	R\$ 82.966,60	R\$ 37.848,63	-25,3643	1560	-R\$ 39.568,29	-R\$ 3.359,37	R\$ 77.887,57	R\$ 167.701,53
13	2031	0,53014	R\$ 87.944,59	R\$ 40.119,55	-26,1252	1560	-R\$ 40.755,34	-R\$ 3.460,15	R\$ 83.848,66	R\$ 251.550,18
14	2032	0,56195	R\$ 93.221,27	R\$ 42.526,72	-26,9090	1560	-R\$ 41.978,00	-R\$ 3.563,96	R\$ 90.206,04	R\$ 341.756,22
15	2033	0,59566	R\$ 98.814,54	R\$ 45.078,33	-27,7162	1560	-R\$ 43.237,33	-R\$ 3.670,87	R\$ 96.984,66	R\$ 438.740,88
16	2034	0,63140	R\$ 104.743,42	R\$ 47.783,03	-28,5477	1560	-R\$ 44.534,45	-R\$ 3.781,00	R\$ 46.557,45	R\$ 485.298,33
17	2035	0,66929	R\$ 111.028,02	R\$ 50.650,01	-29,4042	1560	-R\$ 45.870,49	-R\$ 3.894,43	R\$ 111.913,11	R\$ 597.211,44
18	2036	0,70945	R\$ 117.689,70	R\$ 53.689,01	-30,2863	1560	-R\$ 47.246,60	-R\$ 4.011,26	R\$ 120.120,84	R\$ 717.332,28
19	2037	0,75201	R\$ 124.751,08	R\$ 56.910,35	-31,1949	1560	-R\$ 48.664,00	-R\$ 4.131,60	R\$ 128.865,83	R\$ 846.198,11
20	2038	0,79713	R\$ 132.236,15	R\$ 60.324,97	-32,1307	1560	-R\$ 50.123,92	-R\$ 4.255,55	R\$ 138.181,65	R\$ 984.379,76
21	2039	0,84496	R\$ 140.170,32	R\$ 63.944,47	-33,0946	1560	-R\$ 51.627,64	-R\$ 4.383,22	R\$ 148.103,93	R\$ 1.132.483,69
22	2040	0,89566	R\$ 148.580,54	R\$ 67.781,14	-34,0875	1560	-R\$ 53.176,47	-R\$ 4.514,71	R\$ 158.670,49	R\$ 1.291.154,19
23	2041	0,94940	R\$ 157.495,37	R\$ 71.848,00	-35,1101	1560	-R\$ 54.771,76	-R\$ 4.650,15	R\$ 169.921,46	R\$ 1.461.075,65
24	2042	1,00636	R\$ 166.945,09	R\$ 76.158,88	-36,1634	1560	-R\$ 56.414,92	-R\$ 4.789,66	R\$ 124.245,86	R\$ 1.585.321,51
25	2043	1,06674	R\$ 176.961,80	R\$ 80.728,42	-37,2483	1560	-R\$ 58.107,36	-R\$ 4.933,35	R\$ 194.649,50	R\$ 1.779.971,01

Fonte: Próprio autor

A partir dos valores obtidos na Tabela 11, é possível verificar que o projeto do sistema fotovoltaico para o Cenário 1 em análise, apresenta um *payback* simples de 9 anos, 8 meses e 27 dias. Ainda com o auxílio do *software* Excel, pôde-se calcular a TIR e o VPL do projeto, conforme Tabela 12 a seguir:

Tabela 12 – Cálculo de VPL e TIR para o Cenário 1.

Fluxo de Caixa	VALOR TOTAL ACUMULADO
-R\$ 408.193,56	-R\$ 408.193,56
R\$ 32.632,07	-R\$ 375.561,49
R\$ 35.520,38	-R\$ 340.041,10
R\$ 38.609,87	-R\$ 301.431,23
R\$ 41.913,48	-R\$ 259.517,75
R\$ 45.444,91	-R\$ 214.072,83
R\$ 49.218,73	-R\$ 164.854,10
R\$ 53.250,39	-R\$ 111.603,71
-R\$ 97,23	-R\$ 111.700,94
R\$ 62.153,91	-R\$ 49.547,03
R\$ 67.061,69	R\$ 17.514,66
R\$ 72.299,29	R\$ 89.813,95
R\$ 77.887,57	R\$ 167.701,53
R\$ 83.848,66	R\$ 251.550,18
R\$ 90.206,04	R\$ 341.756,22
R\$ 96.984,66	R\$ 438.740,88
R\$ 46.557,45	R\$ 485.298,33
R\$ 111.913,11	R\$ 597.211,44
R\$ 120.120,84	R\$ 717.332,28
R\$ 128.865,83	R\$ 846.198,11
R\$ 138.181,65	R\$ 984.379,76
R\$ 148.103,93	R\$ 1.132.483,69
R\$ 158.670,49	R\$ 1.291.154,19
R\$ 169.921,46	R\$ 1.461.075,65
R\$ 124.245,86	R\$ 1.585.321,51
R\$ 194.649,50	R\$ 1.779.971,01
R\$407.925,71	VPL
13,12%	TIR

Fonte: Próprio autor

Portanto, para os valores de VPL e TIR encontrados, o projeto é considerado viável economicamente, visto que para o VPL temos um valor de R\$ 407.925,71 que é um valor positivo, e para a TIR de 13,12%, verifica-se que é maior que a taxa mínima de atratividade (TMA) que é de 6,75%, sendo essa a taxa Selic prevista para 2018.

Cenário 2:

- O custo de capital ou taxa mínima de atratividade (TMA) aplicado, deve ser igual a taxa Selic prevista para 2018, sendo a mesma de 6,75%;
- Reajustes de 6% a.a. para tarifas de energia elétrica;
- A vida útil do projeto é de 25 anos em função da vida útil dos módulos fotovoltaicos;
- Será considerado a troca dos 2 inversores após 8 anos de uso dos mesmos, que é a garantia do fabricante sobre seu produto; e

- O consumidor passa a fazer parte do grupo B, sem nenhuma demanda contratada, pagando apenas pelo consumo de energia elétrica ativa.

Para esse cenário, a redução com os impostos é calculada com tarifas diferentes, uma vez que o consumidor passa a ser do grupo B. A Tabela 13 a seguir, mostra a economia de impostos do consumo médio mensal, considerando o mês de fevereiro de 2018.

Tabela 13 – Economia de impostos com base no mês de Fevereiro de 2018.

Consumo médio mensal (kWh/mês)	Tarifa com Tributos	Aliq. ICMS	PIS	COFINS	Valor Total de Impostos
14653,58	0,5579	0,25	0,0113	0,052	R\$ 2.561,30

Fonte: Próprio autor

O fluxo de caixa calculado para o investimento realizado, de acordo com as considerações do Cenário 2, é mostrado na Tabela 14 a seguir:

Tabela 14 – Fluxo de Caixa do projeto para o Cenário 2.

t	Ano	Tarifa de Consumo (R\$/kWh)	Economia de Consumo a.a.	Economia de Impostos a.a.	Custo energia elé. ativa consumida a.a (*)	Impostos e Encargos Setoriais (**)	Fluxo de Caixa	VALOR TOTAL ACUMULADO
0	2018	0,49460					-R\$ 408.193,56	-R\$ 408.193,56
1	2019	0,52428	R\$ 86.971,93	R\$ 30.735,60	-R\$ 35.611,20	-R\$ 29.135,90	R\$ 52.960,43	-R\$ 355.233,13
2	2020	0,55573	R\$ 92.190,24	R\$ 32.579,71	-R\$ 37.747,87	-R\$ 30.884,05	R\$ 56.138,04	-R\$ 299.095,09
3	2021	0,58908	R\$ 97.721,66	R\$ 34.534,50	-R\$ 40.012,74	-R\$ 32.737,09	R\$ 59.506,32	-R\$ 239.588,78
4	2022	0,62442	R\$ 103.584,96	R\$ 36.606,57	-R\$ 42.413,51	-R\$ 34.701,32	R\$ 63.076,70	-R\$ 176.512,08
5	2023	0,66189	R\$ 109.800,06	R\$ 38.802,96	-R\$ 44.958,32	-R\$ 36.783,40	R\$ 66.861,30	-R\$ 109.650,78
6	2024	0,70160	R\$ 116.388,06	R\$ 41.131,14	-R\$ 47.655,82	-R\$ 38.990,40	R\$ 70.872,98	-R\$ 38.777,80
7	2025	0,74370	R\$ 123.371,34	R\$ 43.599,01	-R\$ 50.515,17	-R\$ 41.329,83	R\$ 75.125,36	R\$ 36.347,55
8	2026	0,78832	R\$ 130.773,62	R\$ 46.214,95	-R\$ 53.546,08	-R\$ 43.809,62	R\$ 79.979,34	R\$ 58.326,89
9	2027	0,83562	R\$ 138.620,04	R\$ 48.987,84	-R\$ 56.758,84	-R\$ 46.438,19	R\$ 84.410,85	R\$ 142.737,74
10	2028	0,88575	R\$ 146.937,24	R\$ 51.927,12	-R\$ 60.164,37	-R\$ 49.224,48	R\$ 89.475,50	R\$ 232.213,24
11	2029	0,93890	R\$ 155.753,48	R\$ 55.042,74	-R\$ 63.774,24	-R\$ 52.177,95	R\$ 94.844,03	R\$ 327.057,27
12	2030	0,99523	R\$ 165.098,69	R\$ 58.345,31	-R\$ 67.600,69	-R\$ 55.308,63	R\$ 100.534,67	R\$ 427.591,94
13	2031	1,05495	R\$ 175.004,61	R\$ 61.846,03	-R\$ 71.656,73	-R\$ 58.627,15	R\$ 106.566,75	R\$ 534.158,69
14	2032	1,11824	R\$ 185.504,88	R\$ 65.556,79	-R\$ 75.956,13	-R\$ 62.144,78	R\$ 112.960,76	R\$ 647.119,45
15	2033	1,18534	R\$ 196.635,18	R\$ 69.490,19	-R\$ 80.513,50	-R\$ 65.873,46	R\$ 119.738,40	R\$ 766.857,85
16	2034	1,25646	R\$ 208.433,29	R\$ 73.659,61	-R\$ 85.344,31	-R\$ 69.825,87	R\$ 126.969,17	R\$ 836.127,02
17	2035	1,33185	R\$ 220.939,28	R\$ 78.079,18	-R\$ 90.464,97	-R\$ 74.015,42	R\$ 134.538,07	R\$ 970.665,09
18	2036	1,41176	R\$ 234.195,64	R\$ 82.763,93	-R\$ 95.892,87	-R\$ 78.456,35	R\$ 142.610,35	R\$ 1.113.275,44
19	2037	1,49646	R\$ 248.247,38	R\$ 87.729,77	-R\$ 101.646,44	-R\$ 83.163,73	R\$ 151.166,97	R\$ 1.264.442,41
20	2038	1,58625	R\$ 263.142,22	R\$ 92.993,55	-R\$ 107.745,23	-R\$ 88.153,55	R\$ 160.236,99	R\$ 1.424.679,41
21	2039	1,68142	R\$ 278.930,76	R\$ 98.573,17	-R\$ 114.209,94	-R\$ 93.442,77	R\$ 169.851,21	R\$ 1.594.530,62
22	2040	1,78231	R\$ 295.666,60	R\$ 104.487,56	-R\$ 121.062,54	-R\$ 99.049,33	R\$ 180.042,29	R\$ 1.774.572,91
23	2041	1,88925	R\$ 313.406,60	R\$ 110.756,81	-R\$ 128.326,29	-R\$ 104.992,29	R\$ 190.844,82	R\$ 1.965.417,73
24	2042	2,00260	R\$ 332.210,99	R\$ 117.402,22	-R\$ 136.025,87	-R\$ 111.291,83	R\$ 194.641,97	R\$ 2.110.059,70
25	2043	2,12276	R\$ 352.143,65	R\$ 124.446,35	-R\$ 144.187,42	-R\$ 117.969,34	R\$ 214.433,24	R\$ 2.324.492,94

Fonte: Próprio autor

A partir dos valores obtidos na Tabela 14, é possível verificar que o projeto do sistema fotovoltaico para o Cenário 2 em análise, apresenta um *payback* simples de 6

anos, 6 meses e 8 dias. Ainda com o auxílio do *software* Excel, pôde-se calcular a TIR e o VPL do projeto, conforme Tabela 15 a seguir:

Tabela 15 – Cálculo de VPL e TIR para o Cenário 2.

Fluxo de Caixa	VALOR TOTAL ACUMULADO
-R\$ 408.193,56	-R\$ 408.193,56
R\$ 52.960,43	-R\$ 355.233,13
R\$ 56.138,04	-R\$ 299.095,09
R\$ 59.506,32	-R\$ 239.588,78
R\$ 63.076,70	-R\$ 176.512,08
R\$ 66.861,30	-R\$ 109.650,78
R\$ 70.872,98	-R\$ 38.777,80
R\$ 75.125,36	R\$ 36.347,55
R\$ 21.979,34	R\$ 58.326,89
R\$ 84.410,85	R\$ 142.737,74
R\$ 89.475,50	R\$ 232.213,24
R\$ 94.844,03	R\$ 327.057,27
R\$ 100.534,67	R\$ 427.591,94
R\$ 106.566,75	R\$ 534.158,69
R\$ 112.960,76	R\$ 647.119,45
R\$ 119.738,40	R\$ 766.857,85
R\$ 69.269,17	R\$ 836.127,02
R\$ 134.538,07	R\$ 970.665,09
R\$ 142.610,35	R\$ 1.113.275,44
R\$ 151.166,97	R\$ 1.264.442,41
R\$ 160.236,99	R\$ 1.424.679,41
R\$ 169.851,21	R\$ 1.594.530,62
R\$ 180.042,29	R\$ 1.774.572,91
R\$ 190.844,82	R\$ 1.965.417,73
R\$ 144.641,97	R\$ 2.110.059,70
R\$ 214.433,24	R\$ 2.324.492,94
R\$666.465,07	VPL
17,35%	TIR

Fonte: Próprio autor

Portanto, para os valores de VPL e TIR encontrados, o projeto é considerado viável economicamente, visto que para o VPL temos um valor de R\$ 666.465,07 que é um valor positivo, e para a TIR de 17,35%, verifica-se que é maior que a taxa mínima de atratividade (TMA) que é de 6,75%, sendo essa a taxa Selic prevista para 2018.

Entretanto, apesar de economicamente se mostrar um cenário bastante atrativo, é necessário ponderar o que a decisão poderá acarretar, pois o sistema fotovoltaico poderá não corresponder ao esperado, por exemplo, em época de chuva, onde os módulos fotovoltaicos não conseguem gerar uma energia suficiente para atender a toda demanda da fábrica.

Deve-se considerar perdas de produção em virtude das máquinas operarem com uma tensão mais instável, por se tratar da alimentação em baixa tensão, onde a variável queda de tensão tende a aumentar bruscamente quando se trata de cargas indutivas, que é

o caso dos vários motores presentes na unidade fabril, podendo operar as máquinas de forma subexcitadas, provocando danos as mesmas.

Cenário 3:

- O custo de capital ou taxa mínima de atratividade (TMA) aplicado, deve ser igual a taxa Selic prevista para 2018, sendo a mesma de 6,75%;
- Reajustes de 6% a.a. para tarifas de energia elétrica;
- A vida útil do projeto é de 25 anos em função da vida útil dos módulos fotovoltaicos;
- Será considerado a troca dos 2 inversores após 8 anos de uso dos mesmos, que é a garantia do fabricante sobre seu produto; e
- A fábrica continua com a mesma demanda contratada de 130 kW e alimentação em 13,8 kV.
- A forma de pagamento se dá através de financiamento da empresa executora do projeto, sendo o mesmo dividido em 72 parcelas de 10.000,00 R\$/mês, sendo portanto, um montante anual de R\$120.000,00.

O fluxo de caixa calculado para o financiamento realizado, de acordo com as considerações do Cenário 3, é mostrado na Tabela 16 a seguir:

Tabela 16 – Fluxo de Caixa do projeto para o Cenário 3.

t	Ano	Tarifa de Consumo F. Ponta (R\$/kWh)	Economia de Consumo a.a.	Economia de Impostos a.a.	Tarifa pela demanda contratada	Demanda Contratada a.a. (kW)	Custo por demanda contratada a.a.	Impostos e Encargos Setoriais (R\$)	Fluxo de Caixa	VALOR TOTAL ACUMULADO
0	2018	0,24855			-17,7900	1560			-R\$ 120.000,00	-R\$ 120.000,00
1	2019	0,26346	R\$ 43.705,77	R\$ 19.938,16	-18,3237	1560	-R\$28.584,97	-R\$ 2.426,88	-R\$ 87.367,93	-R\$ 207.367,93
2	2020	0,27927	R\$ 46.328,11	R\$ 21.134,48	-18,8734	1560	-R\$29.442,52	-R\$ 2.499,69	-R\$ 84.479,62	-R\$ 291.847,54
3	2021	0,29603	R\$ 49.107,80	R\$ 22.402,55	-19,4396	1560	-R\$30.325,80	-R\$ 2.574,68	-R\$ 81.390,13	-R\$ 373.237,67
4	2022	0,31379	R\$ 52.054,27	R\$ 23.746,70	-20,0228	1560	-R\$ 31.235,57	-R\$ 2.651,92	-R\$ 78.086,52	-R\$ 451.324,19
5	2023	0,33262	R\$ 55.177,52	R\$ 25.171,50	-20,6235	1560	-R\$ 32.172,64	-R\$ 2.731,47	-R\$ 74.555,09	-R\$ 525.879,27
6	2024	0,35257	R\$ 58.488,18	R\$ 26.681,79	-21,2422	1560	-R\$ 33.137,82	-R\$ 2.813,42	R\$ 49.218,73	-R\$ 476.660,54
7	2025	0,37373	R\$ 61.997,47	R\$ 28.282,70	-21,8795	1560	-R\$ 34.131,95	-R\$ 2.897,82	R\$ 53.250,39	-R\$ 423.410,15
8	2026	0,39615	R\$ 65.717,31	R\$ 29.979,66	-22,5358	1560	-R\$ 35.155,91	-R\$ 2.984,76	-R\$ 97,23	-R\$ 423.507,38
9	2027	0,41992	R\$ 69.660,35	R\$ 31.778,44	-23,2119	1560	-R\$ 36.210,59	-R\$ 3.074,30	R\$ 62.153,91	-R\$ 361.353,47
10	2028	0,44512	R\$ 73.839,37	R\$ 33.685,15	-23,9083	1560	-R\$37.296,90	-R\$ 3.166,53	R\$ 67.061,69	-R\$ 294.291,78
11	2029	0,47182	R\$ 78.270,37	R\$ 35.706,26	-24,6255	1560	-R\$ 38.415,81	-R\$ 3.261,52	R\$ 72.299,29	-R\$ 221.992,49
12	2030	0,50013	R\$ 82.966,60	R\$ 37.848,63	-25,3643	1560	-R\$39.568,29	-R\$ 3.359,37	R\$ 77.887,57	-R\$ 144.104,91
13	2031	0,53014	R\$ 87.944,59	R\$ 40.119,55	-26,1252	1560	-R\$40.755,34	-R\$ 3.460,15	R\$ 83.848,66	-R\$ 60.256,26
14	2032	0,56195	R\$ 93.221,27	R\$ 42.526,72	-26,9090	1560	-R\$ 41.978,00	-R\$ 3.563,96	R\$ 90.206,04	R\$ 29.949,78
15	2033	0,59566	R\$ 98.814,54	R\$ 45.078,33	-27,7162	1560	-R\$43.237,33	-R\$ 3.670,87	R\$ 96.984,66	R\$ 126.934,44
16	2034	0,63140	R\$ 104.743,42	R\$ 47.783,03	-28,5477	1560	-R\$44.534,45	-R\$ 3.781,00	R\$ 46.557,45	R\$ 173.491,89
17	2035	0,66929	R\$ 111.028,02	R\$ 50.650,01	-29,4042	1560	-R\$45.870,49	-R\$ 3.894,43	R\$ 111.913,11	R\$ 285.405,00
18	2036	0,70945	R\$ 117.689,70	R\$ 53.689,01	-30,2863	1560	-R\$47.246,60	-R\$ 4.011,26	R\$ 120.120,84	R\$ 405.525,84
19	2037	0,75201	R\$ 124.751,08	R\$ 56.910,35	-31,1949	1560	-R\$48.664,00	-R\$ 4.131,60	R\$ 128.865,83	R\$ 534.391,67
20	2038	0,79713	R\$ 132.236,15	R\$ 60.324,97	-32,1307	1560	-R\$ 50.123,92	-R\$ 4.255,55	R\$ 138.181,65	R\$ 672.573,32
21	2039	0,84496	R\$ 140.170,32	R\$ 63.944,47	-33,0946	1560	-R\$ 51.627,64	-R\$ 4.383,22	R\$ 148.103,93	R\$ 820.677,25
22	2040	0,89566	R\$ 148.580,54	R\$ 67.781,14	-34,0875	1560	-R\$ 53.176,47	-R\$ 4.514,71	R\$ 158.670,49	R\$ 979.347,75
23	2041	0,94940	R\$ 157.495,37	R\$ 71.848,00	-35,1101	1560	-R\$ 54.771,76	-R\$ 4.650,15	R\$ 169.921,46	R\$ 1.149.269,21
24	2042	1,00636	R\$ 166.945,09	R\$ 76.158,88	-36,1634	1560	-R\$ 56.414,92	-R\$ 4.789,66	R\$ 124.245,86	R\$ 1.273.515,07
25	2043	1,06674	R\$ 176.961,80	R\$ 80.728,42	-37,2483	1560	-R\$ 58.107,36	-R\$ 4.933,35	R\$ 194.649,50	R\$ 1.468.164,57

Fonte: Próprio autor

A partir dos valores obtidos na Tabela 16, é possível verificar que o projeto do sistema fotovoltaico para o Cenário 3 em análise, apresenta um *payback* simples de 13 anos, 8 meses e 2 dias. Ainda com o auxílio do *software* Excel, pôde-se calcular a TIR e o VPL do projeto, conforme Tabela 17 a seguir:

Tabela 17 – Cálculo de VPL e TIR para o Cenário 3.

Fluxo de Caixa	VALOR TOTAL ACUMULADO
-R\$ 120.000,00	-R\$ 120.000,00
-R\$ 87.367,93	-R\$ 207.367,93
-R\$ 84.479,62	-R\$ 291.847,54
-R\$ 81.390,13	-R\$ 373.237,67
-R\$ 78.086,52	-R\$ 451.324,19
-R\$ 74.555,09	-R\$ 525.879,27
R\$ 49.218,73	-R\$ 476.660,54
R\$ 53.250,39	-R\$ 423.410,15
-R\$ 97,23	-R\$ 423.507,38
R\$ 62.153,91	-R\$ 361.353,47
R\$ 67.061,69	-R\$ 294.291,78
R\$ 72.299,29	-R\$ 221.992,49
R\$ 77.887,57	-R\$ 144.104,91
R\$ 83.848,66	-R\$ 60.256,26
R\$ 90.206,04	R\$ 29.949,78
R\$ 96.984,66	R\$ 126.934,44
R\$ 46.557,45	R\$ 173.491,89
R\$ 111.913,11	R\$ 285.405,00
R\$ 120.120,84	R\$ 405.525,84
R\$ 128.865,83	R\$ 534.391,67
R\$ 138.181,65	R\$ 672.573,32
R\$ 148.103,93	R\$ 820.677,25
R\$ 158.670,49	R\$ 979.347,75
R\$ 169.921,46	R\$ 1.149.269,21
R\$ 124.245,86	R\$ 1.273.515,07
R\$ 194.649,50	R\$ 1.468.164,57
R\$200.784,45	VPL
9,67%	TIR

Fonte: Próprio autor

Portanto, para os valores de VPL e TIR encontrados, o projeto é considerado viável economicamente, visto que para o VPL temos um valor de R\$ 200.784,45 que é um valor positivo, e para a TIR de 9,67%, verifica-se que é maior que a taxa mínima de atratividade (TMA) que é de 6,75%, sendo essa a taxa Selic prevista para 2018.

Apesar desse cenário se mostrar viável economicamente, deve-se considerar que o *payback* simples se trata de um tempo muito longo, o que para economistas e grande empresários não se trata de um “bom negócio”, em virtude das variações de mercado que se tornam mais instáveis em projetos com retorno financeiro em longos prazos. Embora que para o projeto em estudo, esse cenário permitirá que o consumidor pague parcelas mensais do que se refere a média das suas faturas atuais de energia, acrescentando os impostos e encargos setoriais, além do custo pela demanda contratada.

5. CONCLUSÕES

Com o presente trabalho, foi possível avaliar a viabilidade econômica de um projeto de sistema fotovoltaico implantado em uma Cerâmica no distrito de São Pedro, Santa Cruz, no interior da Paraíba. Para que fossem feitas as avaliações pertinentes, fez-se necessário o estudo de todos os equipamentos que constituem o sistema fotovoltaico, no que diz respeito aos seus aspectos construtivos e funcionais, bem como a configuração do sistema fotovoltaico conectado à rede (SFCCR). Também foram vistos a aplicação dos métodos econômicos para a avaliação de projetos e os tipos de modalidades tarifárias da Concessionária local, que podem ser aplicados no setor industrial.

A partir da avaliação dos métodos econômicos, é importante ressaltar que dentre os cenários explorados, o Cenário 1 se mostrou muito eficaz, por manter a fábrica garantida em níveis de tensão e de demanda contratada, sendo viável economicamente, por apresentar valores de VPL e TIR de R\$ 407.925,71 e 13,12%, respectivamente, com um *payback* simples de 9 anos, 8 meses e 27 dias.

O Cenário 2 dentre os Cenários analisados, foi o que apresentou uma maior viabilidade econômica, em virtude dos valores de VPL e TIR apresentados, sendo R\$ 666.465,07 e 17,35%, respectivamente, com um *payback* simples de 6 anos, 6 meses e 8 dias. Apesar desse Cenário apresentar excelentes resultados no estudo financeiro realizado para o projeto em estudo, esse Cenário pode comprometer a produção da fábrica em virtude de algumas consequências já mencionadas no texto.

O Cenário 3 foi o que apresentou menos vantagens econômicas para o consumidor, embora que ainda assim tenha se mostrado ser viável economicamente, uma vez que seus valores de VPL e TIR encontrados foram de R\$ 200.784,45 e 9,67%, respectivamente, com um *payback* simples de 13 anos, 8 meses e 2 dias. É importante salientar que o Cenário 3, permite o consumidor pagar de forma parcelada o seu investimento, não sendo necessário a aplicação de um grande montante em uma única parcela.

Embora a aderência à implantação dos sistemas fotovoltaicos apresentarem um investimento alto, é notável que incentivos vem sendo realizados de forma gradativa, seja por parte dos incentivos governamentais, de financiamentos com taxas cada vez menores, a exemplo de financiamentos como o do Banco do Nordeste, que pode ser estudado

também como um possível cenário para o projeto, e também da redução dos valores dos equipamentos que compõem os sistemas fotovoltaicos. Para o projeto estudado, é importante ressaltar que a maioria dos índices e valores considerados, foram determinados para os piores casos, tratando-se de valores conservadores e que permitiram uma análise mais crítica do projeto.

Para estudos futuros pode-se considerar a desvantagem do Cenário 2 estudado, o qual pode apresentar em algum momento de operação da fábrica, diminuição na produção. É interessante que se faça um estudo referente a economia com o sistema fotovoltaico implantado x produção da fábrica, afim de verificar os impactos causados pela implantação de sistemas fotovoltaicos em plantas industriais, de acordo com as configurações de instalação desse Cenário. Para estudos futuros, deve considerar que a potência da unidade fabril em estudo não é tão alta, como de plantas industriais de grande porte.

REFERÊNCIAS

- [1] **Global Solar Atlas**. Disponível em: < [https://openei.org/wiki/Solar_and_Wind_Energy_Resource_Assessment_\(SWERA\)](https://openei.org/wiki/Solar_and_Wind_Energy_Resource_Assessment_(SWERA)) >. Acesso em Fevereiro de 2018.
- [2] **Energia Solar no Brasil e Mundo**. Disponível em: < <http://www.mme.gov.br> >. Acesso em Fevereiro de 2018.
- [3] **Efeito Fotoelétrico**. Disponível em: < <https://sites.ifi.unicamp.br/lfmoderna/conteudos/efeito-fotoeletrico/> >. Acesso em Fevereiro de 2018.
- [4] **Conversão Fotovoltaica da Energia Solar**. Disponível em: < <http://www.cienciaviva.pt/rede/energia/himalaya2005/home/guia4.pdf> >. Acesso em Fevereiro de 2018.
- [5] **ENERGIA SOLAR – PRINCÍPIOS E APLICAÇÕES**. Disponível em: < <http://www.cresesb.cepel.br>>. Acesso em Fevereiro de 2018.
- [6] CASTRO, M.G.R., **Introdução à Energia Fotovoltaica**. UTL, Lisboa, 2002.
- [7] PINHO, J.T.; GALDINO, M.A., et al. **Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos**. CEPTEL – CRESESB, Rio de Janeiro, 2014.
- [8] CALAIA, F.J.S. **Estudo comparativo de três tecnologias fotovoltaicas**. Dissertação de Mestrado, Universidade Técnica de Lisboa, Lisboa, Junho de 2011.
- [9] FERREIRA, M.J.G. **INSERÇÃO DA ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA NO BRASIL**. Dissertação de Mestrado, Universidade de São Paulo, São Paulo, 1993.
- [10] Rüter, Ricardo. **Edifícios solares fotovoltaicos: o potencial da geração solar fotovoltaica integrada a edificações urbanas e interligada à rede elétrica pública no Brasil**. LABSOLAR, Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, SC, 2004.
- [11] **Curso de Energia Solar – Instalação de Painéis Fotovoltaicos**. SONNEHAUS, Campina Grande, PB, 2017.
- [12] **Célula Fotovoltaica**. Disponível em: < <http://sun7energiasolar.com.br/celula-fotovoltaica/> >. Acesso em Fevereiro de 2018.

- [13] **Polycrystalline vs Monocrystalline Solar Modules**. Disponível em: < <http://www.solarfeeds.com/polycrystalline-vs-monocrystalline-solar-modules/> >. Acesso em Fevereiro de 2018.
- [14] **TIPOS DE PAINEL SOLAR FOTOVOLTAICO**. Disponível em: < <https://www.portalsolar.com.br/tipos-de-painel-solar-fotovoltaico.html> >. Acesso em Fevereiro de 2018.
- [15] **Painel Solar**. Disponível em: < <https://www.energiatotal.com.br/painel-solar> >. Acesso em Fevereiro de 2018.
- [16] **Canadian Solar – MaxPower CS6X-P_en Datasheet v5.51**. Disponível em: < https://www.canadiansolar.com/fileadmin/user_upload/downloads/datasheets/v5.5/Canadian_Solar-Datasheet-MaxPower-CS6X-P-v5.51en.pdf >. Acesso em fevereiro de 2018.
- [17] **INTRODUÇÃO A SISTEMAS DE ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA**. Disponível em: < <https://pt.slideshare.net/LucieneJesusLana/apostila-de-fotovoltaica> >. Acesso em Fevereiro de 2018.
- [18] **On Grid Solar System**. Disponível em: < <https://www.indiamart.com/proddetail/on-grid-solar-system-10849370688.html> >. Acesso em Fevereiro de 2018.
- [19] BRITO, K. B. *Estudo de Caso de um Projeto de Unidade de Captação de Energia Fotovoltaica Empregando o Software PVsyst*. Trabalho de Conclusão de Curso, Universidade Federal de Campina Grande, Campina Grande, PB, Fevereiro 2015.
- [20] ANEEL, **Resolução Normativa N° 482**, 2012.
- [21] ANEEL, **Resolução Normativa N° 687**, 2015.
- [22] Energisa, **Norma de Distribuição Unificada 015**, Dezembro de 2015.
- [23] Energisa, **Norma de Distribuição Unificada 002**, Setembro de 2014.
- [24] SAMANEZ, Carlos Patrício. *Engenharia Econômica*. 1ªed., São Paulo: Prentice Hall, 2009.
- [25] LAPPONI, Juan Carlos. *Projetos de Investimentos: Construção e Avaliação do Fluxo de Caixa*. Lapponi Treinamento e Editora Ltda., 2007.

- [26] **Google Maps**. Disponível em: < <https://www.google.com.br/maps> >. Acesso em Fevereiro de 2018.
- [27] **Energia Solar Fotovoltaica e o Desempenho do SFVCR do Escritório Verde da UTFPR**. Disponível em: < http://iep.org.br/iep/wp-content/uploads/2015/09/Int-Energia-Solar-+-EV_16set2015.pdf >. Acesso em Março de 2018.
- [28] **TIPOS DE TARIFAS**. Disponível em: < <https://www.energisa.com.br/empresa/Paginas/poder-publico/taxas-prazos-e-normas/tipos-tarifas.aspx> >. Acesso em Março de 2018.
- [29] **Disjuntor termomagnético tripolar/70A**. Disponível em: < <http://www.enerbras.com.br/br/produtos/protecao-eletrica/disjuntor-rmomagnetico/tripolar/98-dt3-e3c70.html> >. Acesso em Março de 2018.

ANEXO A – FICHA TÉCNICA DO MÓDULO

FOTOVOLTAICO



MAXPOWER CS6X-310 | 315 | 320 | 325 P

The high quality and reliability of Canadian Solar's modules is ensured by 15 years of experience in module manufacturing, well-engineered module design, stringent BOM quality testing, an automated manufacturing process and 100% EL testing.

KEY FEATURES

-  Excellent module efficiency of up to 16.94 %
-  Outstanding low irradiance performance of up to 96.0 %
-  High PTC rating of up to 91.97%
-  IP67 junction box for long-term weather endurance
-  Heavy snow load up to 5400 Pa, wind load up to 2400 Pa

25 years linear power output warranty

10 years product warranty on materials and workmanship

MANAGEMENT SYSTEM CERTIFICATES*

ISO 9001:2008 / Quality management system
ISO 14001:2004 / Standards for environmental management system
OHSAS 18001:2007 / International standards for occupational health & safety

PRODUCT CERTIFICATES*

IEC 61215 / IEC 61730: TÜV-Rheinland / VDE / CE / CEC AU / MCS / KEMCO / INMETRO / JET / CQC
UL 1703 / IEC 61215 performance: CEC listed (US)
UL 1703: CSA / IEC 61701 ED2: VDE / IEC 62716: VDE
UNI 9177 Reaction to Fire: Class 1
IEC 60068-2-68: SGS / Take-e-way

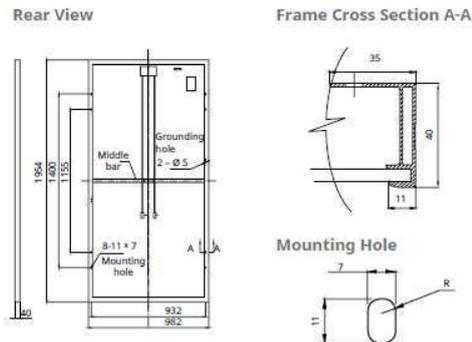
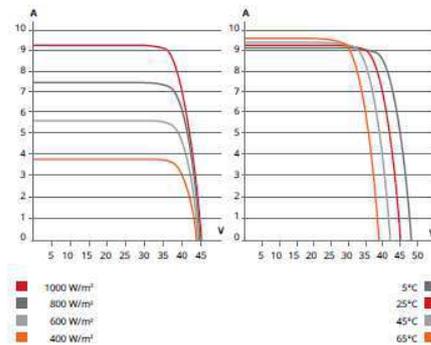


* As there are different certification requirements in different markets, please contact your local Canadian Solar sales representative for the specific certificates applicable to the products in the region in which the products are to be used.

CANADIAN SOLAR INC. is committed to providing high quality solar products, solar system solutions and services to customers around the world. As a leading PV project developer and manufacturer of solar modules with over 17 GW deployed around the world since 2001, Canadian Solar Inc. (NASDAQ: CSIQ) is one of the most bankable solar companies worldwide.

CANADIAN SOLAR INC.

545 Speedvale Avenue West, Guelph, Ontario N1K 1E6, Canada, www.canadiansolar.com, support@canadiansolar.com

ENGINEERING DRAWING (mm)**CS6X-320P / I-V CURVES****ELECTRICAL DATA | STC***

CS6X	310P	315P	320P	325P
Nominal Max. Power (Pmax)	310 W	315 W	320 W	325 W
Opt. Operating Voltage (Vmp)	36.4 V	36.6 V	36.8 V	37.0 V
Opt. Operating Current (Imp)	8.52 A	8.61 A	8.69 A	8.78 A
Open Circuit Voltage (Voc)	44.9 V	45.1 V	45.3 V	45.5 V
Short Circuit Current (Isc)	9.08 A	9.18 A	9.26 A	9.34 A
Module Efficiency	16.16%	16.42%	16.68%	16.94%
Operating Temperature	-40°C ~ +85°C			
Max. System Voltage	1000 V (IEC) or 1000 V (UL)			
Module Fire Performance	TYPE 1 (UL 1703) or CLASS C (IEC 61730)			
Max. Series Fuse Rating	15 A			
Application Classification	Class A			
Power Tolerance	0 ~ + 5 W			

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

ELECTRICAL DATA | NOCT*

CS6X	310P	315P	320P	325P
Nominal Max. Power (Pmax)	225 W	228 W	232 W	236 W
Opt. Operating Voltage (Vmp)	33.2 V	33.4 V	33.6 V	33.7 V
Opt. Operating Current (Imp)	6.77 A	6.84 A	6.91 A	6.98 A
Open Circuit Voltage (Voc)	41.3 V	41.5 V	41.6 V	41.8 V
Short Circuit Current (Isc)	7.36 A	7.44 A	7.50 A	7.57 A

* Under Nominal Operating Cell Temperature (NOCT), irradiance of 800 W/m², spectrum AM 1.5, ambient temperature 20°C, wind speed 1 m/s.

PERFORMANCE AT LOW IRRADIANCE

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

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

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

MECHANICAL DATA

Specification	Data
Cell Type	Poly-crystalline, 6 inch
Cell Arrangement	72 (6x12)
Dimensions	1954x982x40 mm (76.9x38.7x1.57 in)
Weight	22 kg (48.5 lbs)
Front Cover	3.2 mm tempered glass
Frame Material	Anodized aluminium alloy
J-Box	IP67, 3 diodes
Cable	4 mm² (IEC) or 4 mm² & 12 AWG 1000V (UL), 1150 mm
Connector	T4 series or PV2 series
Per Pallet	26 pieces, 620 kg (1366.9 lbs)
Per Container (40' HQ)	624 pieces

TEMPERATURE CHARACTERISTICS

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

PARTNER SECTION

Scan this QR-code to discover solar projects built with this module



ANEXO B – FICHA TÉCNICA DO INVERSOR

REFUsol

— REFU**sol** 40K / 46K

Inversores de strings para grandes sistemas

— Alto retorno sobre investimento

— Leve

— Construção robusta

— Desempenho e confiabilidade são os elementos-chave nos sistemas FV de grande porte. O nosso novo inversor de strings REFU**sol** 40K/46K oferece ambos. Está disponível em duas classes de desempenho: com 40 kW para 400 VAC de tensão e com 46 kW para 460 VAC de tensão. O REFU**sol** cumpre com as normas da classe de proteção IP65, conta resfriamento passivo e por isso não requer manutenção – um parceiro confiável para instalações externas descentralizadas.

As duas versões vêm equipadas com a topologia Ultra-Eta. Mesmo com cargas parciais, a eficiência do REFU**sol** supera os 99%. Isso acelera o retorno sobre o investimento. O monitoramento do canal de quatro strings e o coletor de dados integrados permitem que você acompanhe os rendimentos em qualquer momento.

Fusíveis de strings DC já estão integrados à caixa de ligação DC e são dispositivos leves e acessíveis, apesar de suas robustas vantagens. Isto torna a instalação e a operação muito simples. Você também pode incluir ao inversor, opcionalmente, uma proteção contra sobretensão DC.



Dados Técnicos	REFUso! 40K	REFUso! 46K-MV
No. do item	840P040.010	840P046.010
ESPECIFICAÇÕES DE ENTRADA DC		
Potência FV máxima recomendada (kWp)	60,0	70,0
Faixa MPPT em potência nominal (V)	490 ... 850	575 ... 850
Tensão DC máxima (V)	1000	
Tensão DC de arranque (V)	350	
Corrente DC operacional máxima (A)	84,0	82,0
Corrente de curto-circuito máxima do sistema FV (A)	160	
Rastreadores de máxima potência (MPP)	1	
No. de entradas DC	4 x Mais; 4 x Menos Phoenix Sunclix®	
Monitoramento de strings	4 canais de medição integrados	
ESPECIFICAÇÕES DE SAÍDA AC		
Potência AC nominal (kW)	40,00	46,00
Potência Aparente Máxima (kVA)	40,00	46,00
Conexão de rede AC / Fases de alimentação	L1, L2, L3, N, PE	
Fator de Potência Nominal / Faixa	1 / 0,8f ... 0,8c	
Tensão AC nominal (V)	400	460
Faixa de tensão AC (V)	320 ... 480	368 ... 528
Frequência nominal / Faixa de Frequência (Hz)	50, 60 / 45 ... 65	
Corrente AC máxima (A)	3x50	
THD máximo (%)	< 3	
Eficiência Máxima (%)	96,2	98,3
Eficiência Europeia (%)	97,8	98,1
Origem da Alimentação (W)	40	
Perdas em stand-by (W)	< 0,5	
CONDIÇÕES AMBIENTAIS		
Resfriamento	Convecção natural	
Temperatura ambiente (°C)	-25 ... +55	
Umidade relativa do ar (%)	4 ... 100	
Elevação máxima (m acima do nível do mar)	4000*	
Ruído (dB(A))	< 45	
Classificação ambiental (IEC 721-3-4)	AK4H	
Grau de poluição (IEC 62109-6-3)	3	
Tipo de proteção (IEC 60529)	IP65	

* A empresa não assume qualquer responsabilidade pelos dados fornecidos. Dados sujeitos a alterações.

REFU Elektronik GmbH | Marktstraße 185 | 72793 Pfullingen | Alemanha | Tel. +49 7121 4332-0 | Fax +49 7121 4332-140 | mail@refu-elektronik.de

REFUso!_40K-46K_Cat_electr_2016_V01_30060-025

FUNÇÕES DE PROTEÇÃO E SEGURANÇA

Disjuntor DC	Na Caixa de Conexões REFUSol
Monitoramento de isolamento	sim
Fusíveis de strings	Na Caixa de Conexões REFUSol
Monitoramento de rede	Voltagem, Frequência, Anti-filamento, Injeção DC
Separação de rede	Relé de Rede Redundante conforme VDE 0126-1-1
Monitoramento de Corrente Residual (RCD)	sim
Proteção Interna Contra Sobretensão (EN 61643-11)	Tipo 3 (módulo Tipo 2 opcional na Caixa de conexão REFUSol)
Classe de Proteção (IEC 62103)	I
Categoria de Sobretensão (EN 60664-1)	DC: II, AC: III

DADOS GERAIS

Interfaces	Sunspec (Modbus TCP, Modbus RTU), USS (Ethernet, RS485) Ethernet, RS485, Sensor de Temperatura e Irradiação, Fonte de Energia para Equipamentos Auxiliares, Sinal de Paragem Externo External Stop Signal
Protocolos de Comunicação	Sunspec (Modbus TCP, Modbus RTU), USS (Ethernet, RS485)
Dimensões L x A x P (mm)	760 x 820 x 300
Peso	74,0
Certificações	VDE V 0126-1-1, IEC 62109-1, IEC 62109-2, IEC 62116, IEC 61727, IEC 61683, IEC 60364-7-712, BDEW, AR-N 4105, G59/3, CEI 0-21, CEI 0-16, EN 50438, AS 4777 (Você pode encontrar as últimas certificações no site www.refu-sol.com)

REFUSOL CONNECTION BOX

No. do item	934P210.1850
Protocolos de Comunicação	410 x 310 x 130
Conexão ao Inversor	4 x Mais, 4 x Menos Phoenix Sunclix®
Número de conexões string	12 x Mais, 12 x Menos
Corrente DC máxima por 3 strings (A)	32
Tipo de conexão DC	Phoenix Sunclix®
Área do conector DC (mm²)	2,5 ... 6,0
Fusíveis	15 A (Plus)
Proteção de Sobretensão DC Opcional	Módulo opcional Tipo 2
Peso (kg)	4,5

O INVERSOR REFUSOL 40K/46K NO SISTEMA

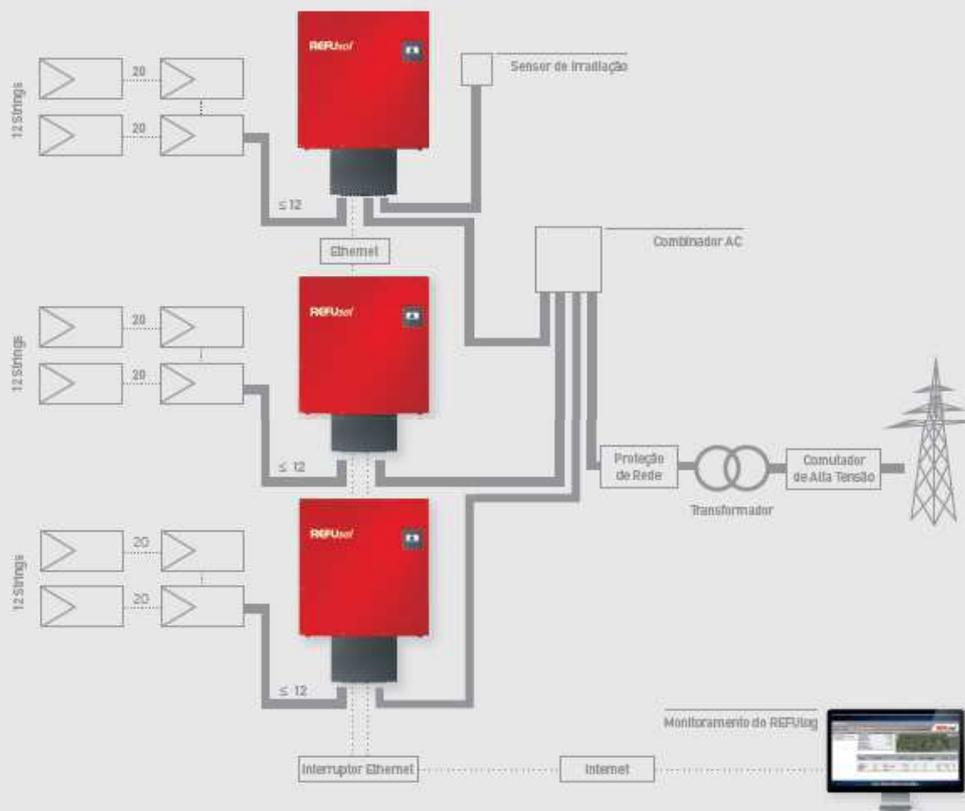
ARQUITETURA PARA GRANDES SISTEMAS MODULARES

Graças às suas dimensões compactas, o inversor REFUSol pode ser empregado de maneira flexível em grandes sistemas fotovoltaicos (FV). O projetista do sistema pode decidir se vai colocá-lo o mais próximo possível dos módulos solares ou organizado na posição mais central possível. A comunicação pode ser via Ethernet ou RS485 – ambos já vem embudidos. Inclusive a caixa de conexão se adequa aos diferentes padrões.

Mantenha-se flexível com o inversor de strings 40K/46K.

PLANEJAMENTO DE SISTEMAS

Para um planejamento otimizado de sistemas, você pode usar de maneira conveniente a sua ferramenta de planejamento online REFUdesign, que permite que você calcule o seu rendimento energético e o seu balanço energético num instante pois com essa ferramenta você conta com eficiência, rapidez e confiabilidade. Além do mais, o nosso Centro de Competência para Serviços está sempre à sua disposição para dar sugestões a respeito de otimização em planejamento de sistemas, recomendações para peças e elaboração de planos completos. Contate o CCS através do número: + 49 7121 4332 – 300



A empresa não assume qualquer responsabilidade pelos dados fornecidos. Dados sujeitos a alterações.

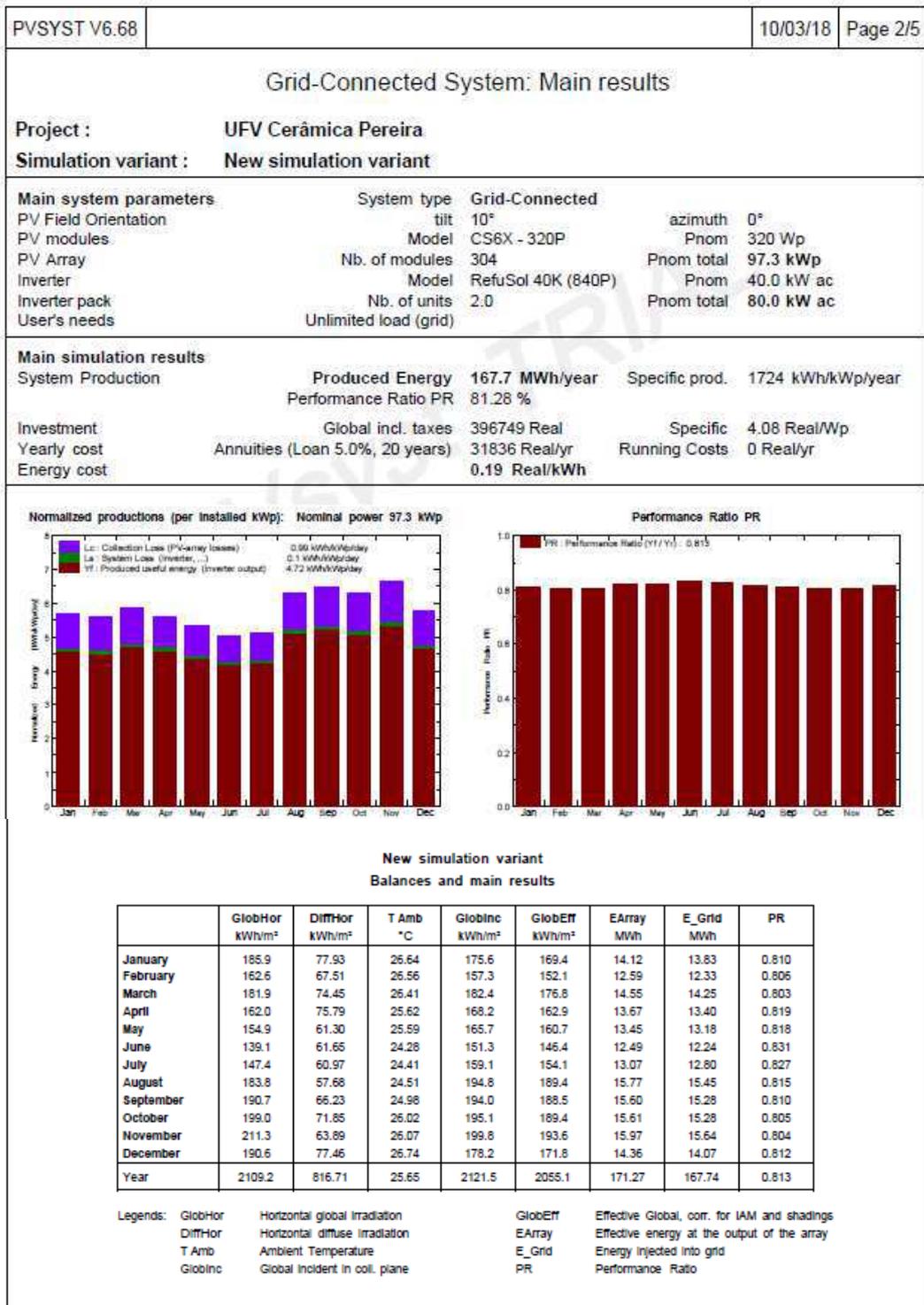
REFU Elektronik GmbH | Marktstraße 185 | 72793 Pfullingen | Alemanha | Tel. +49 7121 4332-0 | Fax +49 7121 4332-140 | mail@refu-elektronik.de

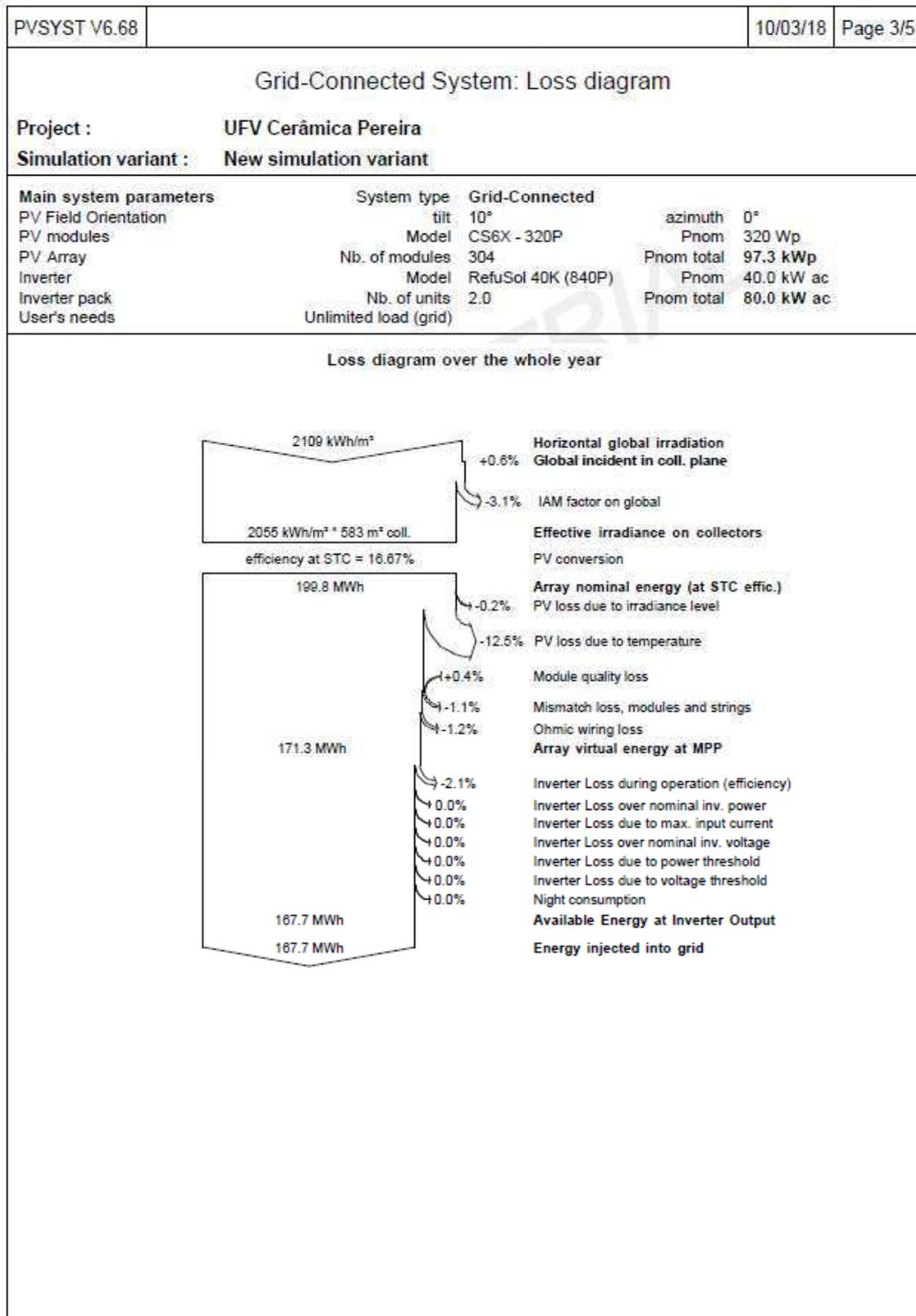
REFUso_40K-46K_Dataview_LP01_V01-20160905

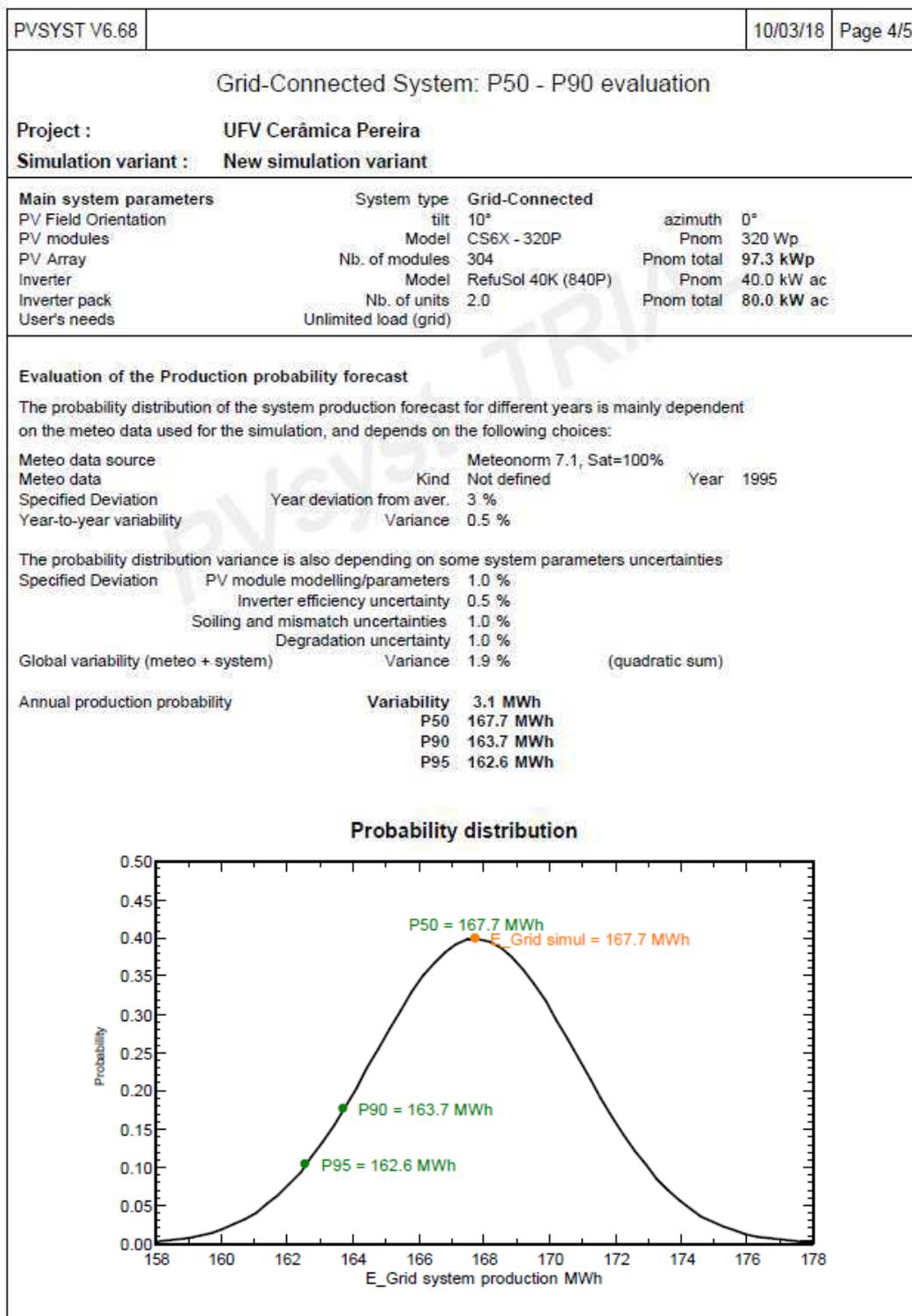
ANEXO C – RELATÓRIO DA SIMULAÇÃO DO

PVSYST 6.6.8

PVSYST V6.68		10/03/18	Page 1/5
Grid-Connected System: Simulation parameters			
Project : UFV Cerâmica Pereira			
Geographical Site	Santa Cruz	Country	Brazil
Situation	Latitude -6.59° S	Longitude	-38.12° W
Time defined as	Legal Time Time zone UT-3	Altitude	292 m
	Albedo 0.20		
Meteo data:	Santa Cruz	Meteonorm 7.1, Sat=100% - Synthetic	
Simulation variant : New simulation variant			
	Simulation date	10/03/18 22h29	
Simulation parameters	System type	No 3D scene defined	
Collector Plane Orientation	Tilt 10°	Azimuth	0°
Models used	Transposition Perez	Diffuse	Perez, Meteonorm
Horizon	Free Horizon		
Near Shadings	No Shadings		
PV Array Characteristics			
PV module	Si-poly	Model	CS6X - 320P
Custom parameters definition	Manufacturer	Canadian Solar Inc.	
Number of PV modules	In series	19 modules	In parallel 16 strings
Total number of PV modules	Nb. modules	304	Unit Nom. Power 320 Wp
Array global power	Nominal (STC)	97.3 kWp	At operating cond. 86.7 kWp (50°C)
Array operating characteristics (50°C)	U mpp	618 V	I mpp 140 A
Total area	Module area	583 m ²	Cell area 533 m ²
Inverter			
Original PVsyst database	Model	RefuSol 40K (840P)	
Characteristics	Manufacturer	REFU Elektronik GmbH	
	Operating Voltage	250-900 V	Unit Nom. Power 40.0 kWac
Inverter pack	Nb. of inverters	2 units	Total Power 80 kWac
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.	75 mOhm	Loss Fraction 1.5 % at STC
Module Quality Loss			Loss Fraction -0.4 %
Module Mismatch Losses			Loss Fraction 1.0 % at MPP
Strings Mismatch loss			Loss Fraction 0.10 %
Incidence effect, ASHRAE parametrization	IAM = 1 - bo (1/cos i - 1)		bo Param. 0.05
User's needs :	Unlimited load (grid)		







PVSYST V6.68		10/03/18	Page 5/5
Grid-Connected System: Economic evaluation			
Project :		UFV Cerâmica Pereira	
Simulation variant :		New simulation variant	
Main system parameters	System type	Grid-Connected	
PV Field Orientation	tilt	10°	azimuth 0°
PV modules	Model	CS6X - 320P	Pnom 320 Wp
PV Array	Nb. of modules	304	Pnom total 97.3 kWp
Inverter	Model	RefuSol 40K (840P)	Pnom 40.0 kW ac
Inverter pack	Nb. of units	2.0	Pnom total 80.0 kW ac
User's needs	Unlimited load (grid)		
Investment			
PV modules (Pnom = 320 Wp)	304 units	658 Real / unit	199999 Real
Supports / Integration		132 Real / module	40000 Real
Inverters (Pnom = 40.0 kW ac)	2 units	27500 Real / unit	55000 Real
Settings, wiring, ...			50000 Real
Substitution underworth			0 Real
Gross investment (without taxes)			344999 Real
Financing			
Gross investment (without taxes)			344999 Real
Taxes on investment (VAT)	Rate 15.0 %		51750 Real
Gross investment (including VAT)			396749 Real
Subsidies			0 Real
Net investment (all taxes included)			396749 Real
Annuities	(Loan 5.0 % over 20 years)		31836 Real/year
Annual running costs: maintenance, insurances ...			0 Real/year
Total yearly cost			31836 Real/year
Energy cost			
Produced Energy			168 MWh / year
Cost of produced energy			0.19 Real / kWh