

CURSO DE GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA



Universidade Federal
de Campina Grande

RENAN CARVALHO VIANA

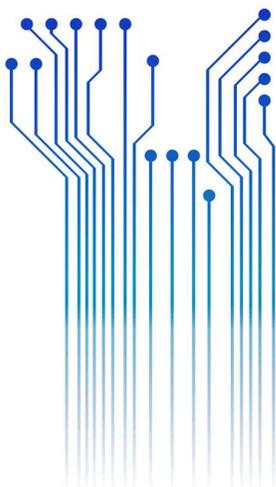


Centro de Engenharia
Elétrica e Informática

TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO
VIABILIDADE ECONÔMICA DE UM PROJETO DE SISTEMA FOTOVOLTAICO PARA
UMA PLANTA INDUSTRIAL



Departamento de
Engenharia Elétrica



Campina Grande
2017

RENAN CARVALHO VIANA

VIABILIDADE ECONÔMICA DE UM PROJETO DE SISTEMA FOTOVOLTAICO PARA UMA
PLANTA INDUSTRIAL

*Trabalho de Conclusão de Curso submetido à
Coordenação do Curso de Graduação em
Engenharia Elétrica da Universidade Federal de
Campina Grande como parte dos requisitos
necessários para a obtenção do grau de
Bacharel em Ciências no Domínio da
Engenharia Elétrica.*

Área de Concentração: Processamento de Energia

Professor Célio Anésio da Silva, D.Sc.
Orientador

Campina Grande
2017

RENAN CARVALHO VIANA

VIABILIDADE DE UM PROJETO DE SISTEMA FOTOVOLTAICO PARA UMA PLANA INDUSTRIAL

*Trabalho de Conclusão de Curso submetido à
Coordenação do Curso de Graduação em
Engenharia Elétrica da Universidade Federal de
Campina Grande como parte dos requisitos
necessários para a obtenção do grau de
Bacharel em Ciências no Domínio da
Engenharia Elétrica.*

Área de Concentração: Processamento de Energia

Aprovado em / /

Professor Avaliador

Universidade Federal de Campina Grande
Avaliador

Professor Célio Anésio da Silva, D.Sc.

Universidade Federal de Campina Grande
Orientador, UFCG

Dedico este trabalho à minha família, amigos, namorada e a todos que contribuíram de forma direta e indireta para essa conquista.

AGRADECIMENTOS

Agradeço à minha mãe, Denize, e ao meu pai, Mirocem, por terem se esforçado tanto para me proporcionar uma boa educação, por ter me alimentado com saúde, força e coragem, as quais que foram essenciais para superação de todas as adversidades ao longo desta caminhada.

Agradeço também aos meus irmãos que, com todo carinho e apoio, não mediram esforços para me verem chegar a esta etapa.

Agradeço aos funcionários do departamento de engenharia elétrica, Adail Ferreira e Tchaikowsky Oliveira, que sempre me auxiliaram em todas as questões burocráticas da faculdade.

Agradeço também ao meu orientador, Célio Anésio da Silva, por me conduzir neste trabalho e por toda disponibilidade em me atender.

Por fim, agradeço a todos que de alguma forma, passaram pela minha vida e contribuíram para a construção de quem sou hoje.

*“Be humble because
until the sun with
all its grandeur,
let the moon shine”.*

Bob Marley.

RESUMO

Com o intuito de complementar os combustíveis fósseis com fontes de energia renováveis e devido à rápida expansão do setor elétrico, a Matriz Elétrica Brasileira vem apresentando a necessidade de diversificação de suas fontes energéticas. A importância do ingresso de novas fontes de energia renovável, aliada às preocupações ambientais e ao excelente potencial de irradiação solar no Brasil faz com que os investimentos em energia solar se tornem atraentes no Brasil. Este trabalho tem como foco a energia solar, faz um rápido estudo do sistema de geração de energia a partir de painéis fotovoltaicos, demonstrando suas principais características, seguido da instalação de um sistema fotovoltaico conectado à rede com 150 painéis fotovoltaicos de 320 Wp, três inversores de 15 kW cada e produção média anual de 74 MWh de energia. Finalizando com o estudo de viabilidade econômica do projeto, baseado nas tarifas de energia praticadas pela concessionária local. A proposta, com um *payback* de 9 anos e 7 meses, apresentou-se viável economicamente, sendo assim uma motivação para o mercado de energia solar brasileiro.

Palavras-chave: Sistema Fotovoltaico, Viabilidade Econômica, Energia Solar e Pannel Fotovoltaico.

ABSTRACT

In order to complement the fuel fossil with renewable energy sources and due to hasty expansion of Brazilian electrical sector, the Brazilian Energy Matrix has shown a great need to diversify its energy source. The relevance of integrating new sources of renewable energy, combined with environmental concerns and the highly Brazilian`s solar irradiance potential, makes of Brazil a lucrative place for investment on solar energy technologies. This work paper has focus at solar power and does a study of generation system from solar panels evidencing the main characteristics from the system. In sequence, the design of an on-grid photovoltaic system, which is made by 150 photovoltaic panels of 320 Wp and three converter DC-AC of 15 kW each, estimated average annual production of 74 MWh of energy. This work paper concludes with a study of economic feasibility based on energy fare from the local power distribution company. The proposal has presented itself as financially viable, its payback period of nine years and seven months, thus a motivation for the Brazilian solar energy market.

Keywords: Photovoltaic System, Economic Feasibility, Solar Energy and Photovoltaic Panel.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 2.1 - Componentes de um arranjo de um sistema fotovoltaico.	17
Figura 2.2 - Módulo de 100W para alimentação de um poste público utilizando baterias de 12 V.	18
Figura 2.3 - Painéis fotovoltaicos.	18
Figura 2.4 – Esquema simplificado de uma célula solar.....	19
Figura 2.5 - Modelo da Célula Fotovoltaica.....	20
Figura 2.6 - Esquema básico de uma célula fotovoltaica.....	20
Figura 2.7 - Configuração básica de um SFI.....	21
Figura 2.8 - Sistema Fotovoltaico conectado à rede.	22
Figura 2.9 - Ajuda na compreensão da grandeza HSP.....	24
Figura 2.10 - Translação do Sol em relação ao hemisfério sul da terra.....	25
Figura 2.11 - Curva característica de conversão CC-CA em função da potência para Inversor de 650W.....	27
Figura 2.12 - Curva I-V de um módulo FV em função da temperatura e a compatibilidade, com as janelas de tensão do SPPM e de operação do inversor.....	29
Figura 2.13 – Gráfico de eficiência do inversor em função do nível da carga e da tensão de operação.....	31
Figura 2.14 – Etapas de acesso de Microgeradores ao Sistema de Distribuição Energisa®.	34
Figura 3.15 - Esquema do SFCR projetado.....	44

LISTA DE TABELAS

Tabela 3.1 – Valores de irradiação solar diário, média mensal no plano horizontal.	377
Tabela 3.2 - Histórico de Consumo Mensal em kWh.....	398
Tabela 3.3 – Dados técnicos relevantes do inversor e painel fotovoltaico	40
Tabela 3.4 - Energia em kWh gerado pelo SFV.....	45
Tabela 4.1 - Tarifa de energia elétrica para modalidade hora-sazonal verde.....	465
Tabela 4.2 - Orçamento Sistema Fotovoltaico	476
Tabela 4.3 - Fluxo de Caixa do projeto em função das tarifas para cada ano.....	487
Tabela 4.4 - VPL para as Taxas Mínimas de Atratividade avaliadas	498

LISTA DE ABREVIATURAS, SIGLAS E SÍMBOLOS

A	Ampère
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
CA	Corrente Alternada
CC	Corrente Contínua
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
FDI	Fator de Dimensionamento de Inversor
FV	Fotovoltaico
INPE	Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais
HSP	Horas de Sol Pleno
kW	Quilowatt
kWh	Quilowatt-hora
MEB	Matriz Elétrica Brasileira
MMC	Método do Mês Crítico
MW	Megawatt
NDU	Norma de Distribuição Unificada
PRODIST	Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional
RN	Resolução Normativa
SFCR	Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede
SFI	Sistema Fotovoltaico Isolado
SFV	Sistema Fotovoltaico
SPPM	Seguidor de Ponto de Potência Máxima
STC	<i>Standard Test Conditions</i> (Condições Padrão de Ensaio)
TIR	Taxa Interna de Retorno
TMA	Taxa Mínima de Atratividade
UFMG	Universidade Federal de Campina Grande
V	Volt
VPL	Valor Presente Líquido
W	Watt
Wp	Watt-pico

SUMÁRIO

1	Introdução	14
1.1	Objetivo.....	14
1.2	Estrutura do Trabalho	15
2	Fundamentação Teórica.....	16
2.1	Efeito Fotoelétrico	16
2.2	Energia Solar Fotovoltaica.....	17
2.2.1	Módulo, Painel e Arranjo Fotovoltaico	17
2.2.2	Célula Fotovoltaica.....	18
2.3	Sistemas Fotovoltaicos.....	20
2.3.1	Sistema Fotovoltaico <i>Off-Grid</i>	21
2.3.2	Sistema Fotovoltaico <i>On-Grid</i>	21
2.4	Projeto de Sistemas Fotovoltaicos.....	22
2.4.1	Etapa 1: Avaliação do Recurso Solar	23
2.4.2	Etapa 2: Localização e Orientação	24
2.4.3	Etapa 3: Demanda e Consumo de Energia.....	25
2.4.4	Etapa 4: Dimensionamento dos Painéis Fotovoltaicos.....	26
2.4.5	Etapa 5: Dimensionamento do Inversor.....	27
2.5	Projeto Elétrico.....	32
2.5.1	Diodos de desvio e de bloqueio e fusível de proteção.....	32
2.5.2	Cabeamento.....	32
2.6	Resolução Normativa ANEEL e NDU da Energisa ®	33
2.6.1	Resolução Normativa ANEEL 482/2012.....	33
2.6.2	Norma de Distribuição Unificada 015 da Energisa ®	34
2.7	Viabilidade Econômica Financeira.....	35
2.7.1	Valor Presente Líquido – VPL	35
2.7.2	Taxa Interna de Retorno – TIR.....	36
2.7.3	Payback	36
3	Estudo de Caso: Projeto do Sistema Fotovoltaico.	37
3.1	Levantamento do Recurso Solar.....	37
3.2	Localização e Orientação	39
3.3	Demanda e Consumo	39
3.4	Dimensionamento dos Painéis Fotovoltaicos.....	40

3.5	Dimensionamento do Inversor	40
3.6	Projeto Elétrico.....	43
3.6.1	Dimensionamento dos Condutores.....	43
3.6.2	Dimensionamento das Proteções.....	44
3.7	Simulação do Sistema Fotovoltaico.....	45
4	Análise Financeira.....	46
4.1	Dados Financeiros do Consumo de Energia	46
4.2	Dados Financeiros do Projeto.....	47
4.3	Viabilidade Econômica do Sistema Fotovoltaico.....	47
5	Conclusão.....	50
	Referências	51
	ANEXO A – Ficha Técnica do Módulo FV.....	53
	ANEXO B – Ficha Técnica do Inversor	55
	ANEXO C – Relatório de Simulação - PVsyst	57

1 INTRODUÇÃO

Devido à rápida expansão do setor elétrico, a Matriz Elétrica Brasileira (MEB) vem apresentando a necessidade de diversificação de suas fontes energéticas. Atualmente a MEB é predominantemente hidráulica (fonte de energia renovável), contudo, o Brasil vem apresentando um grande déficit dos níveis de água dos reservatórios, e, conseqüentemente, limitando capacidade de geração das hidrelétricas devido à escassez de chuvas. Com fins de solucionar esta problemática, outras fontes renováveis apresentam-se como soluções alternativas.

Segundo [1], a fonte de energia renovável mais adequada à microgeração de energia elétrica é a solar fotovoltaica, pois ela contribui para o desenvolvimento sustentável do setor elétrico do Brasil, por ser de baixo impacto ambiental e renovável. Ainda que comparada à geração de energia eólica, apresenta-se mais adequada, pois mesmo com a radiação solar ser limitado a um período do dia, tem maior disponibilidade do que ventos, suficientemente, fortes para a geração de energia elétrica.

A localização privilegiada do Brasil, por si só, lhe viabiliza um grande potencial para o aproveitamento da energia solar o ano inteiro. O *website* América do Sol faz uma comparação entre a Alemanha, um dos líderes mundiais em questão de aproveitamento de energia solar, e o Brasil, e afirma que a radiação solar na região mais ensolarada da Alemanha é 40% menor do que na região menos ensolarada do Brasil [2].

1.1 OBJETIVO

Para este trabalho foi escolhido o tema de energia solar como base de estudo, tendo como principal finalidade realizar o estudo de viabilidade econômica de um sistema fotovoltaico para uma planta industrial, qual seja: uma Olaria situada na cidade de Junco do Seridó – PB. Fazendo o projeto de um sistema fotovoltaico, levantamento de materiais, custos (inclusive de instalação), e, um estudo econômico analisando praticabilidade do projeto em função da taxa Selic e a taxa de rendimento do investimento da poupança.

1.2 ESTRUTURA DO TRABALHO

Com o intuito de sistematizar o assunto abordado, o trabalho foi organizado em capítulos.

No Capítulo 1 é feita uma explanação geral sobre o tema central abordado nesta monografia, sistemas fotovoltaicos, traz conceitos introdutórios sobre o tema e delimita o objetivo deste estudo.

Posteriormente, no Capítulo 2, é feita uma revisão bibliográfica a fim de dar embasamento teórico ao estudo de caso apresentado; inicialmente expondo os princípios físicos de funcionamento de uma célula fotovoltaica, seguido com a arquitetura e projetos de sistemas fotovoltaicos, regulamentação e compensação de energia dos sistemas fotovoltaicos no Brasil, apresenta ainda meios de análise da viabilidade financeira para um investimento em sistemas fotovoltaicos.

Em seguida, no Capítulo 3, adentramos ao estudo específico do caso analisado, qual seja, a elaboração do projeto fotovoltaico para a planta industrial (olaria localizada no Município de Junco do Seridó – PB), explicitando cada etapa a ser realizada para o desenvolvimento do projeto.

No Capítulo 4, é feito um estudo da viabilidade econômica do projeto, através dos seguintes indicadores econômicos: *Payback*, Valor Presente Líquido (VPL) e Taxa Interna de Retorno (TIR).

No último capítulo são feitas as considerações finais acerca da problemática exposta.

2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

Nesta seção será fornecida uma breve fundamentação teórica para o trabalho desenvolvido, apresentando uma visão ampla sobre o sistema de geração que utiliza a tecnologia de painéis fotovoltaicos, os elementos básicos que integram o sistema, os estudos financeiros necessários e dimensionamento dos componentes do projeto.

2.1 EFEITO FOTOELÉTRICO

A Conversão direta da luz em eletricidade em escala atômica é conhecida como Efeito Fotoelétrico. Este fenômeno ocorre em alguns materiais, a exemplo do silício, que tem a propriedade de absorver fótons de luz e liberar elétrons. Quando esse elétron livre é captado, produz uma corrente elétrica.

O efeito fotoelétrico foi notado pela primeira vez pelo físico francês, Edmund Bequerel, em 1839. Ele descobriu que certos materiais tinham a capacidade de produzir pequenas correntes elétricas quando exposto à luz. Mais adiante, em 1905, Albert Einstein descreveu a natureza da luz e o efeito fotoelétrico, no qual a tecnologia fotovoltaica é baseada.

O primeiro módulo fotovoltaico foi construído em 1954 pela Bell Laboratories. Ele foi anunciado como uma bateria solar e, como o custo era muito grande para ter algum uso prático, a motivação principal da construção dessa bateria foi a curiosidade.

Nos anos 60, a indústria espacial, pela primeira vez, começou a investir seriamente no uso de tecnologias para produzir eletricidade às naves espaciais. Através dos programas espaciais, a tecnologia avançou, a confiança nessa tecnologia se concretizou e o custo começou a diminuir. Mas só durante a crise energética dos anos 70 nos EUA, a tecnologia fotovoltaica começou a ganhar reconhecimento real como uma fonte de energia para aplicações não espaciais [3].

2.2 ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA

A geração de energia solar fotovoltaica faz uso de elementos semicondutores fotossensíveis que convertem a radiação solar em eletricidade, sendo a célula fotovoltaica o elemento fundamental para o processo de conversão a partir do Efeito Fotoelétrico.

2.2.1 MÓDULO, PAINEL E ARRANJO FOTOVOLTAICO

A potência máxima produzida por uma célula fotovoltaica não ultrapassa os 2 W, valor que é insuficiente para a maioria das aplicações. Por este motivo, as células são agrupadas em série e em paralelo formando módulos [4].

O número de células que compõe um módulo varia de acordo com as necessidades de corrente e tensão da carga que será alimentada. Geralmente, um módulo é constituído por 33 a 36 células em série afim de carregar uma bateria de 12 V.

Os painéis são formados por associação de módulos, em paralelo ou série, com o objetivo de aumentar a potência produzida em função da aplicação.

Os arranjos são formados por vários painéis conectados em série ou paralelo afim de obter uma tensão e corrente desejada [5].

Na Figura 2.1 é ilustrado as componentes de arranjo de um sistema fotovoltaico. E nas Figuras 2.2 e 2.3 são mostrados uma utilização para um módulo conectando a bateria e usina solar, respectivamente.

Figura 2.1 - Componentes de um arranjo de um sistema fotovoltaico.

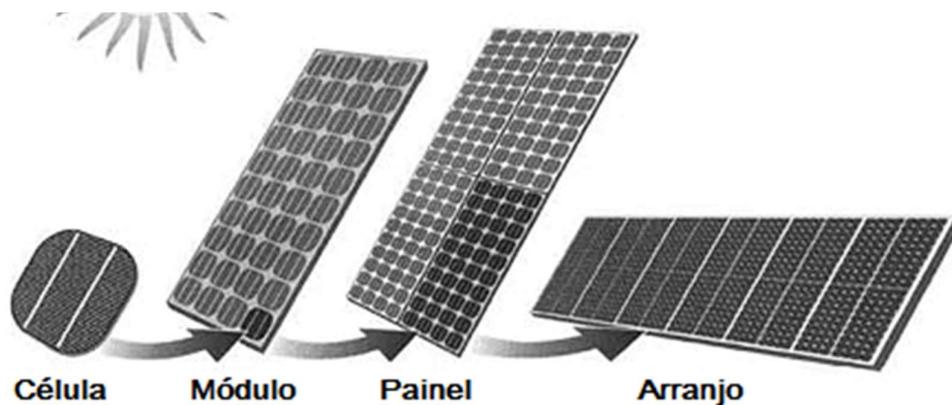


Figura 2.2 - Módulo de 100W para alimentação de um poste público utilizando baterias de 12 V.



Fonte: [4]

Figura 2.3 - Painéis fotovoltaicos.



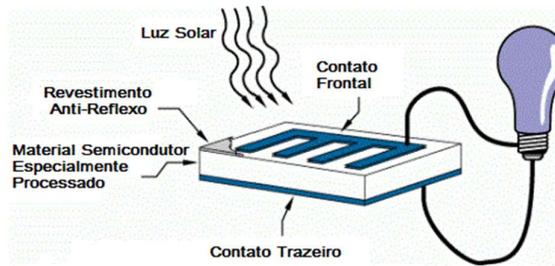
Fonte: [4]

2.2.2 CÉLULA FOTOVOLTAICA

Uma célula fotovoltaica, é um dispositivo elétrico que converte a energia da luz do Sol diretamente em energia elétrica através do efeito fotovoltaico.

Na Figura 2.4 é ilustrada a operação básica de uma célula fotovoltaica, também conhecido como célula solar. Células solares são produzidas dos mesmos tipos de materiais semicondutores, tais como silício, vastamente utilizado pela indústria de microeletrônicos [3].

Figura 2.4 – Esquema simplificado de uma célula solar



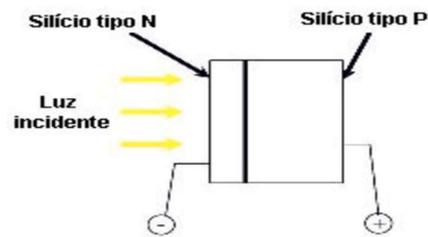
Fonte: [3]

Os painéis solares mais utilizados no mundo são constituídos por silício cristalinos, os quais, atualmente, representam cerca de 80% do mercado mundial. No entanto, uma célula fotovoltaica construída apenas por cristais de silício puro não é capaz de gerar energia elétrica.

Para que haja corrente elétrica é necessário que exista um campo elétrico, isto é, uma diferença de potencial entre duas zonas da célula. Através do processo conhecido como *dopagem* do silício, que consiste na introdução de elementos estranhos com o objetivo de alterar as suas propriedades elétricas, é possível criar duas camadas na célula: a camada tipo *p* e a camada do tipo *n*, que possuem, respectivamente, um excesso de cargas positivas e um excesso de cargas negativas, relativamente ao silício puro [4].

Cada célula solar é composta por uma camada fina de material tipo *n* e outra com maior espessura de material tipo *p*, como mostrado na Figura 2.5. Separadamente, ambas as capas são eletricamente neutras. Mas ao serem unidas, na junção *p-n*, forma-se um campo elétrico devido aos elétrons livres do silício tipo *n* que ocupam os vazios da estrutura do silício tipo *p*. Ao incidir luz sobre a célula fotovoltaica, os fótons chocam-se com outros elétrons da estrutura do silício fornecendo-lhes energia e transformando-os em condutores. Devido ao campo elétrico gerado pela junção *p-n*, os elétrons são orientados e fluem da camada “*p*” para a camada “*n*” [6].

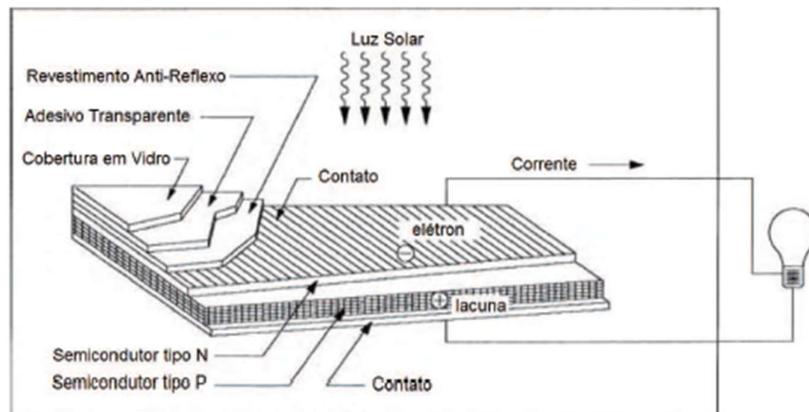
Figura 2.5 - Modelo da Célula Fotovoltaica.



Fonte: [6]

Na Figura 2.6 é mostrada a construção básica da célula fotovoltaica. Contatos metálicos são colocados em ambos os lados da junção $p-n$ para captar a corrente induzida pela colisão dos fótons. Ainda são adicionados aos elementos básicos vários outros recursos na construção da célula com o propósito de melhorar sua eficiência. Por exemplo, a face frontal da célula possui um revestimento antirreflexo para minimizar os efeitos de reflexão, permitindo a célula absorver o máximo de luz possível. A proteção mecânica da célula é fornecida pelo adesivo transparente que é aplicado sobre a mesma [5].

Figura 2.6 - Esquema básico de uma célula fotovoltaica.



Fonte: [5]

2.3 SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

Os sistemas fotovoltaicos (SFV) em geral são classificados em duas principais categorias: isolados e conectados à rede, ou também conhecidos, respectivamente, como *on-grid*, *grid-connected* ou *grid-tie* e *off-grid* ou *stand-alone*. Em ambos os casos, podem

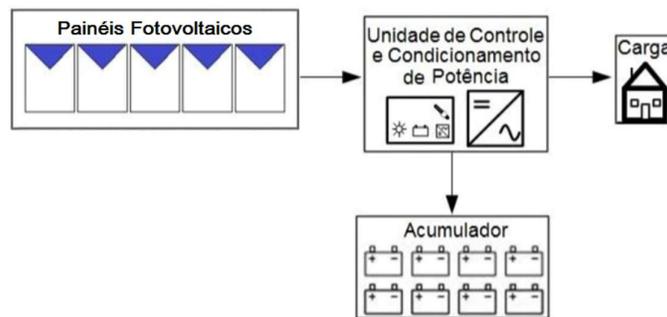
operar a partir apenas da fonte fotovoltaica ou combinado com uma ou mais fontes de energia, quando são chamados de sistemas híbridos [7].

2.3.1 SISTEMA FOTOVOLTAICO *OFF-GRID*

Os Sistemas Fotovoltaicos Isolados (SFI) ou autônomos para geração de energia solar fotovoltaica são caracterizados por não se conectar na rede elétrica. O sistema abastece diretamente os aparelhos que utilizarão a energia e são geralmente construídos com um propósito local e específico. Esta solução é bastante utilizada em locais remotos já que muitas vezes é o modo mais econômico e prático de se obter energia elétrica nestes lugares [8].

Na Figura 2.7 é mostrado o esquema básico de um SFI. Os sistemas isolados de geração de energia contam com uma unidade responsável pelo controle e condicionamento de potência, composta por inversor e controlador, além de acumuladores para armazenamento da energia gerada, assim utilizando-as em momentos onde não é possível gerar energia. Também existem sistemas isolados que não precisam de armazenamento, como por exemplo, no caso da irrigação em que toda a água bombeada é consumida diretamente ou estocada em reservatórios.

Figura 2.7 - Configuração básica de um SFI.



Fonte: [7]

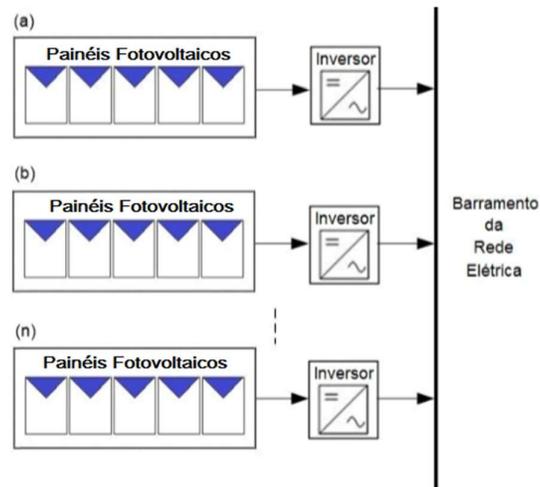
2.3.2 SISTEMA FOTOVOLTAICO *ON-GRID*

Os Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede (SFCR) são caracterizados por estarem integrados à rede elétrica que abastece a população. Esse tipo de sistema tem uma grande vantagem com relação aos sistemas isolados por não utilizarem baterias e

controladores de carga. Isso os torna cerca de 30% mais eficientes e também garante que toda a energia seja utilizada, ou localmente ou em outro ponto da rede [8].

Na Figura 2.8 mostra o esquema de um SFCR. Diferentemente de SFI, do ponto de vista dos componentes, uma SFCR não tem necessidade de acumuladores e utiliza apenas painéis solares e inversores. Os inversores neste tipo de sistema, além de transformar a corrente CC em CA, são responsáveis por sincronizar o sistema com a rede pública.

Figura 2.8 - Sistema Fotovoltaico conectado à rede.



Fonte: [7]

Os SFCR foram incluídos na regulamentação disposta pela ANEEL, através da Resolução 482 de abril de 2012, que estabelece as condições gerais para acesso de microgeração e minigeração aos sistemas distribuição de energia elétrica [7].

2.4 PROJETO DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

O projeto de um sistema fotovoltaico depende essencialmente da carga que ele irá alimentar, ou seja, através do projeto pretende-se adequar o gerador fotovoltaico às necessidades definidas pela demanda.

De acordo com [7], as principais etapas do projeto de um SFV são as seguintes:

- Levantamento adequado do recurso solar disponível no local da aplicação;

- Definição da localização e configuração do sistema;
- Levantamento adequado de demanda e consumo de energia elétrica;
- Dimensionamento do gerador fotovoltaico;
- Dimensionamento dos equipamentos de condicionamento de potência que, no caso dos SFCR, se restringe ao inversor para interligação com a rede;
- Dimensionamento do sistema de armazenamento, usualmente associado aos sistemas isolados.

É importante salientar que o foco dos SFI e SFCR, geralmente, são diferentes. O primeiro visa atender a um determinado consumo de energia, fazendo com que seja de fundamental importância estimar com precisão a demanda energética. O segundo, como o sistema pode ser complementado com energia advinda da rede de distribuição local, a precisão da estimativa de consumo de energia elétrica da instalação não é vista, necessariamente, como um ponto crítico. No entanto, em questão de desenvolvimento de projeto, muitos dos procedimentos requeridos aos sistemas isolados são também integrantes aos sistemas conectados à rede.

2.4.1 ETAPA 1: AVALIAÇÃO DO RECURSO SOLAR

Nesta etapa do projeto busca-se quantificar a radiação solar global incidente sobre o painel fotovoltaico. Os dados de radiação solar podem estar especificados em termos de valores instantâneos do fluxo de potência ou valores de energia por unidade de área, conhecidos como irradiância e irradiação, respectivamente [7].

Um painel fotovoltaico tem suas características elétricas dependentes basicamente da irradiância e da temperatura nos módulos, onde a influência da irradiância solar é muito mais significativa do que a da temperatura [7].

Nas estimativas de produção de energia elétrica consideram-se a totalidade de energia elétrica convertida em intervalos de horários. Uma grandeza bastante utilizada é o número de Horas de Sol Pleno (HSP) que reflete o número de horas em que a irradiância solar deve permanecer constante e igual a 1 kW/m^2 , de forma que a energia resultante seja equivalente à energia disponibilizada pelo Sol no local em questão, acumulada ao longo de um dado dia. Cabe frisar, no entanto, que nada substitui a medição no local de

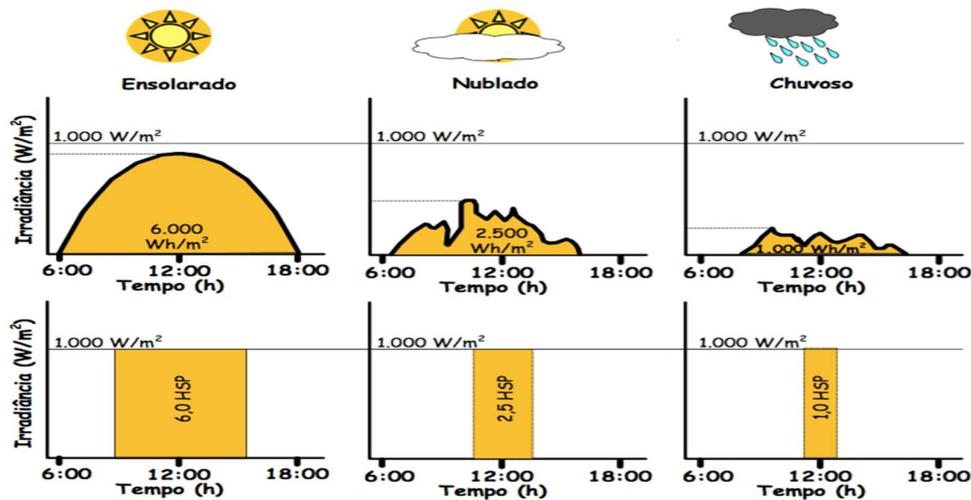
implantação do projeto, e que incorreções podem advir das diferenças entre os valores estimados e os valores reais [7].

HSP é dado por:

$$HSP = \frac{\text{irradiância (kW /m}^2 \cdot \text{dia)}}{1 \text{ (kW/m}^2)} \quad (2.1)$$

Na Figura 2.9 é ilustrado de forma simplificada a grandeza HSP, no qual exemplifica em três diferentes situações, mesmo que em nenhum momento do dia a incidência da radiação solar atinja o valor de 1 kW/m², a irradiação durante o dia tem seu equivalente em horas de sol pleno.

Figura 2.9 - Ajuda na compreensão da grandeza HSP.



Fonte: [7]

2.4.2 ETAPA 2: LOCALIZAÇÃO E ORIENTAÇÃO

Para obter um melhor aproveitamento da potência que o painel fotovoltaico é capaz de gerar energia, é importante que o projetista, ao escolher a localidade de fixação do painel fotovoltaico, colha dados sobre os atuais e potenciais elementos de sombreamento e superfícies reflexivas próximas, pois, dependendo da localização onde o módulo solar for efetivamente instalado, ela pode ser determinante para o seu desempenho.

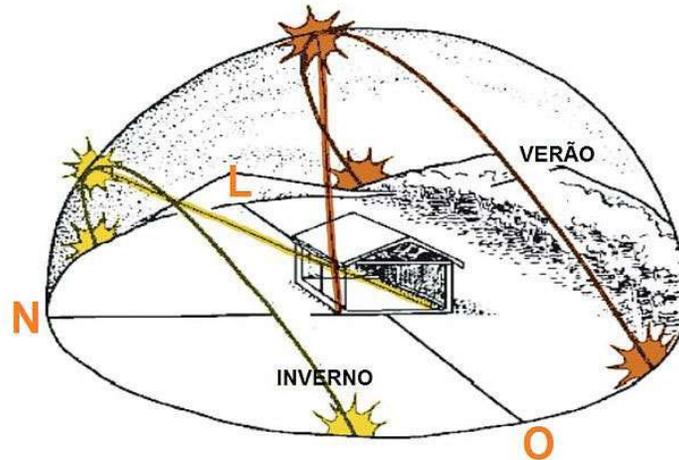
De acordo com [4], o plano inclinado fixo que globalmente maximiza a radiação solar absorvida tem uma inclinação aproximadamente igual à latitude do local. E que no Norte os conversores fotovoltaicos devem ser orientados ao sul. Já para os painéis

fotovoltaicos a serem instalados no hemisfério sul, segundo [9], a posição ideal é voltada para o norte verdadeiro¹.

Porém, nem sempre é possível fixar os painéis FV voltados para uma determinada posição. Por exemplo: O telhado voltado para o norte há sombras ou a casa não tem telhado voltado para o norte. Em casos em que não é possível direcionar os painéis FV para o norte, de acordo com [9], a solução é direcionar os conversores fotovoltaicos para Leste, Oeste, Nordeste ou Noroeste com pequenas perdas que variam de entre 12% e 20% para os dois primeiros, e, variam entre 3% e 8% para os dois últimos.

Na Figura 2.10 é ilustrado o movimento de translação do sol em relação ao hemisfério sul do planeta terra ao longo do ano.

Figura 2.10 - Translação do Sol em relação ao hemisfério sul da terra.



Fonte: [9]

2.4.3 ETAPA 3: DEMANDA E CONSUMO DE ENERGIA

A base do dimensionamento no caso de SFI é entender que o sistema deve gerar mais eletricidade do que o limite estabelecido para consumo. A maneira mais tradicional para determinar a demanda de uma unidade consumidora é somar as energias consumidas por cada equipamento instalado ou previsto no projeto elétrico [7].

¹ Norte verdadeiro é a direção tomada à superfície da Terra que aponta para o Polo Norte geográfico. O Norte magnético fica ligeiramente deslocado do Norte geográfico. É para o Norte magnético que apontam as agulhas das bússolas e não para o Norte verdadeiro (geográfico).

Outro método de levantamento é conhecido com Método do Mês Crítico (MMC) que consiste na realização do dimensionamento do SFI considerando um balanço de energia durante o período do ano no qual ocorrem as condições médias mais desfavoráveis para o sistema. No caso de a carga se fixar, constante ao longo do ano, o dimensionamento pelo MMC pode ser feito simplesmente tomando como base o mês de pior irradiação solar no ano [7].

Para os SFCR, a demanda é feita tomando como base o projeto elétrico do local que o sistema será implantado, quando há histórico de faturas, elas são utilizadas para determinar o consumo, caso não exista esse histórico, é feita uma estimativa do consumo utilizando a previsão dos equipamentos que serão utilizados.

Projetos de SFCR partem do pressuposto que a rede elétrica é uma carga capaz de consumir toda a energia gerada pelo sistema no momento da geração, não se tem a preocupação com a falta de geração, não há necessidade de utilizar baterias como armazenadores de energia, e o dimensionamento é baseado na quantidade de energia que o cliente deseja gerar, geralmente é o valor do consumo médio mensal.

2.4.4 ETAPA 4: DIMENSIONAMENTO DOS PAINÉIS FOTOVOLTAICOS

O painel FV para ser dimensionado de forma ótima, deve ser feito um levantamento do consumo médio diário da edificação (Wh/dia) descontando o valor da disponibilidade mínima de energia. Este dado pode ser calculado pelo histórico de faturas mensais de consumo de energia elétrica emitidas pela distribuidora local.

A potência de um microgerador que compõe um SFCR pode ser calculada pela Equação 2.2, na qual se pode escolher uma fração da demanda de energia elétrica consumida que se pretende suprir com o SFCR [7].

$$P_{FV}(Wp) = \frac{\frac{E}{TD}}{HSP_{MA}} \quad (2.2)$$

Sendo:

$P_{FV}(Wp)$ – Potência de pico do painel FV;

E (Wh/dia) – Consumo diário médio anual da edificação ou fração deste;

HSP_{MA} (h) – Média diária anual das HSP incidente no plano do painel FV;

TD (adimensional) – Taxa de desempenho.

O desempenho de um SFV é tipicamente medido pela Taxa de Desempenho, que é definida como a relação entre o desempenho real do sistema sobre o desempenho máximo teórico possível. Para SFCR residenciais, bem ventilados e não sombreados, uma *TD* entre 70% e 80% pode ser obtida nas condições de radiação solar encontradas no Brasil.

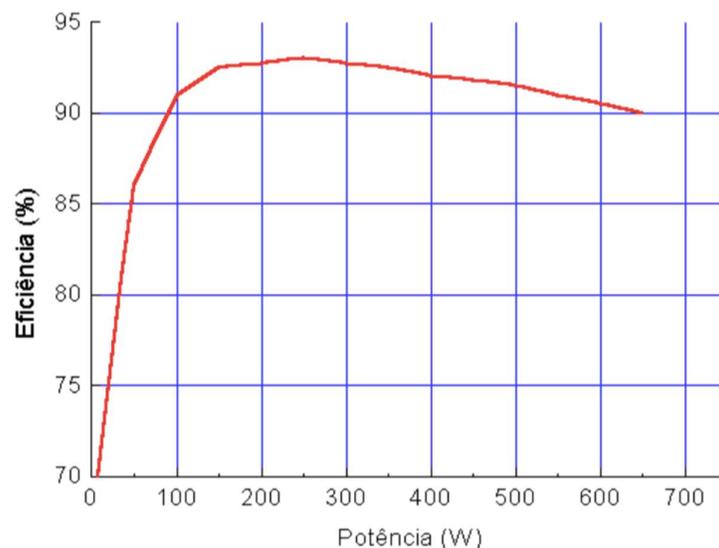
2.4.5 ETAPA 5: DIMENSIONAMENTO DO INVERSOR

Módulos solares fotovoltaicos geram energia em corrente contínua. Assim sendo, se faz necessário o uso de um equipamento eletrônico conhecido como inversor, ou conversor CC-CA, para que se obtenha tensão em corrente alternada com as características para satisfazer as condições impostas pela rede elétrica pública e possibilitar assim a interconexão à rede [10].

A escolha consciente do inversor é muito importante. Segundo [10], em relação a eficiência do conversor CC-CA a diferença de 1% de eficiência pode resultar uma geração 10% maior ao longo de um ano.

É possível observar na Figura 2.11 que a eficiência máxima não coincide com a potência máxima, sugerindo um melhor aproveitamento da energia fotovoltaica gerada para um conjunto de módulos com potência total inferior à potência máxima do inversor.

Figura 2.11 - Curva característica de conversão CC-CA em função da potência para Inversor de 650W.



Fonte: [10]

2.4.5.1 FATOR DE DIMENSIONAMENTO DE INVERSORES (FDI)

Objetivando reduzir o custo final da energia produzida, utiliza-se um inversor de menor capacidade, e, portanto, de menor custo, para um mesmo módulo FV sem que haja nenhum impacto na quantidade de energia gerada e na confiabilidade do sistema. Porém, deve-se dimensionar o conversor CC-CA de maneira que o dispositivo não opere por muito tempo em condições de sobrecarga de potência e nem em valores demasiadamente abaixo do nominal.

Devido à redução de potência do módulo FV com o aumento de temperatura, costuma-se dimensionar o módulo FV com potência nominal superior à do inversor, pois, a potência do painel FV dificilmente se aproxima de sua potência nominal. Contudo, muitos inversores, em situações em que a potência gerada pelo painel FV ultrapassa a máxima potência de entrada do equipamento, ajusta seu SPPM de modo a limitar sua potência de entrada, desprezando toda potência acima deste limite [7].

O Fator de Dimensionamento de Inversor (FDI) representa a relação entre a potência nominal CA do inversor e a potência de pico do módulo FV, como mostra a Equação 2.3:

$$FDI = \frac{P_{Nca}(W)}{P_{FV}(Wp)} \quad (2.3)$$

Sendo:

FDI (adimensional) – Fator de dimensionamento do inversor;

$P_{Nca}(W)$ – Potência nominal em corrente alternada do inversor;

$P_{FV}(Wp)$ – Potência pico do painel fotovoltaico.

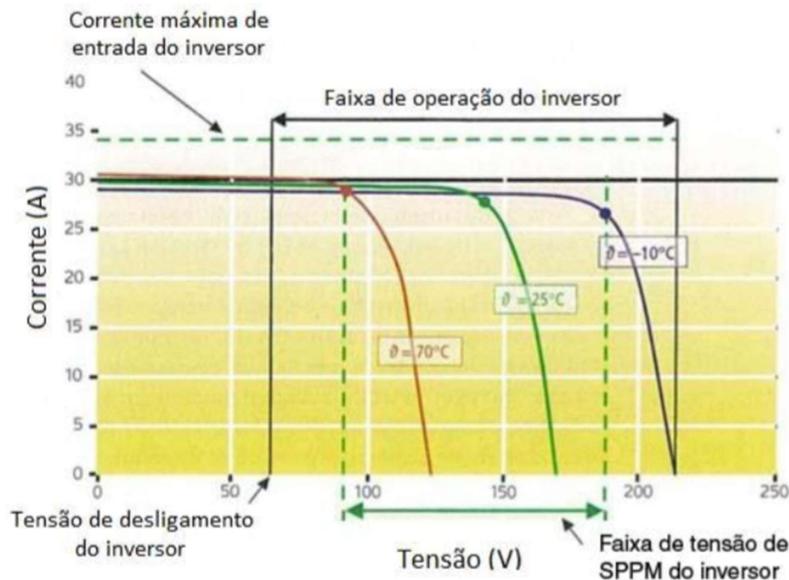
A potência do módulo FV e do inversor devem ser ajustadas de modo que o FDI do inversor tenha a melhor relação custo/benefício. A partir de análise literária, [7] afirma que os valores inferiores de FDI recomendados por fabricantes e instaladores situam-se na faixa de 0,75 a 0,85, enquanto que o limite superior é de 1,05.

2.4.5.2 TENSÃO DE ENTRADA

A tensão de entrada do inversor é a soma das tensões dos módulos associados em série. Como a tensão possui forte dependência da temperatura, as condições extremas de inverno e verão deverão ser utilizadas no dimensionamento [7]. Na Figura 2.12 é

mostrada a curva I-V de um painel FV. É importante calcular a máxima tensão de entrada com bastante cuidado, pois, se ultrapassada, poderá colocar o equipamento em risco de danificação. É necessário garantir a compatibilidade entre as tensões do módulo FV com a faixa de tensão de operação do inversor.

Figura 2.12 - Curva I-V de um módulo FV em função da temperatura e a compatibilidade, com as janelas de tensão do SPPM e de operação do inversor.



Fonte: [7]

A máxima tensão do sistema ocorre quando o painel FV está ainda em circuito aberto (V_{oc}) em baixas temperaturas. Isto pode acontecer durante o período de inverno, ainda no nascer do sol, quando a tensão do sistema se eleva em função da baixa temperatura do painel FV, e o inversor ainda não se conectou a rede, em virtude da baixa irradiância, ou em função de uma falha na rede, que automaticamente desconecta a sistema deixando os módulos em circuito aberto. O número máximo de módulos em série que pode ser conectado ao inversor é calculado pela Equação 2.4, pela razão da máxima tensão de entrada do inverso e da tensão de circuito aberto para as baixas temperaturas de inverno. O número máximo de módulos em série também deve respeitar a tensão máxima suportável pelo módulo, a qual é informada nas folhas de dados técnicos do fabricante [7].

$$N^{\circ} \text{módulos}_{\text{série}} \cdot V_{ocTmin} < V_{i_{max}} \quad (2.4)$$

Sendo:

$V_{i_{max}}$ (V) – Máxima tensão CC admitida pela entrada do inversor;

V_{ocTmin} (V) – Tensão em CA (V_{oc}) de um módulo FV na menor temperatura de operação prevista.

2.4.5.3 FAIXA DE TENSÃO DE OPERAÇÃO DO SPPM DO INVERSOR

A faixa de tensão SPPM do inversor, mostrada na Figura 2.12, deve ser entendida como o resultado do número de módulos conectados em série. O número de módulos em série pode ser calculado através da Equação 2.5.

$$\frac{V_{iSPPMmin}}{V_{mpTmax}} < N^{\circ} \text{módulos}_{\text{série}} < \frac{V_{iSPPMmax}}{V_{mpTmin}} \quad (2.5)$$

Sendo:

$V_{iSPPMmin}$ (V) – Mínima tensão CC de operação do SPPM do inversor;

$V_{iSPPMmax}$ (V) – Máxima tensão CC de operação do SPPM do inversor;

V_{mpTmin} (V) – Tensão de potência máxima (V_{mp}) de um módulo FV na menor temperatura de operação prevista;

V_{mpTmax} (V) – Tensão de potência máxima (V_{mp}) de um módulo FV na maior temperatura de operação.

Os módulos FV situados no Brasil, nos períodos mais quentes, podem chegar a atingir temperaturas superiores a 70 °C, e, conseqüentemente, ter sua tensão CC do sistema reduzida devido ao coeficiente negativo de temperatura. Sendo necessário que o SFRC possua número suficiente de módulos conectados em série para manter a tensão do painel FV superior à mínima tensão de SPPM do inversor.

Caso a tensão do painel se reduza abaixo da mínima tensão de SPPM do inversor, a sua eficiência ficará comprometida e poderá provocar a sua desconexão. Da mesma forma nos períodos frios, a tensão de potência máxima da série FV na mínima temperatura de operação prevista deve ser inferior a tensão máxima de operação do SPPM do inversor [7].

2.4.5.4 CORRENTE MÁXIMA CC DO INVERSOR

O número máximo de painéis fotovoltaicos em série que podem ser conectados em paralelo é determinada pela Equação 2.6 determina, garantindo que a corrente não ultrapasse a corrente máxima de entrada CC que o inversor FV é capaz de suportar.

$$N^{\circ} \text{ seriesFV_paralelo} = \frac{I_{i_{max}}}{I_{SC}} \quad (2.6)$$

Sendo:

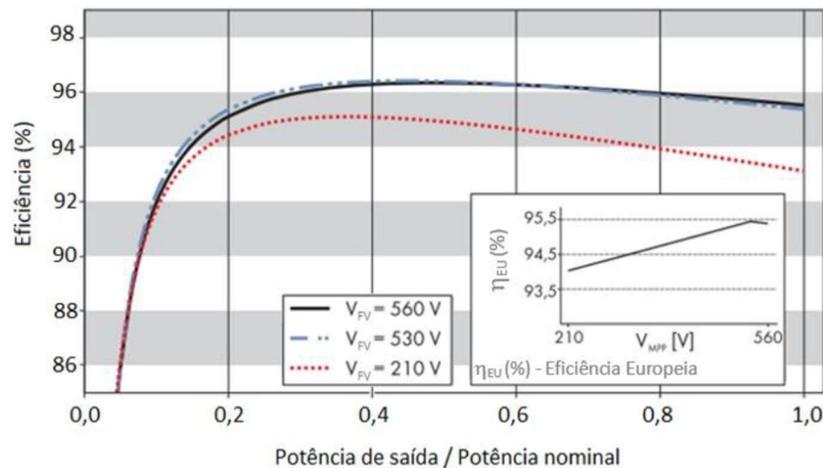
$I_{i_{max}}$ (A) – Corrente máxima CC admitida na entrada do inversor;

I_{SC} (A) – Corrente de curto circuito do módulo FV nas STC.

2.4.5.5 OTIMIZAÇÃO DA TENSÃO DE OPERAÇÃO

A eficiência de um inversor pode ser influenciada pelas características do arranjo FV. Estes fatores são principalmente a tensão do painel FV e o FDI do inversor. Um projeto otimizado leva em consideração estas características, de modo a aumentar a taxa de desempenho do sistema. Na Figura 2.13 é ilustrada as curvas de eficiência para um inversor em função destes parâmetros de projeto. É possível observar que, levando-se em conta somente a tensão de operação do módulo FV, tem-se uma influência de cerca de 2% na eficiência do inversor para potência de saída acima de 50% da potência nominal [7].

Figura 2.13 – Gráfico de eficiência do inversor em função do nível da carga e da tensão de operação.



Fonte: [7]

2.5 PROJETO ELÉTRICO

O projeto elétrico deve garantir a segurança (segurança do usuário, do sistema e da rede elétrica) e a interconexão dos diversos componentes do sistema de forma eficiente, ou seja, evitando perdas de energia. Obedecendo às normas e os regulamentos técnicos aplicáveis a instalações elétricas.

2.5.1 DIODOS DE DESVIO E DE BLOQUEIO E FUSÍVEL DE PROTEÇÃO

A especificação dos diodos é feita através da determinação da corrente máxima de operação e da tensão reversa máxima que depende da tecnologia e do material de fabricação dos módulos FV. Os fusíveis só são necessários se houver mais de duas séries fotovoltaicas. Devem ser para corrente contínua e ser colocados na saída de cada série tanto no polo positivo quanto no polo negativo [7].

2.5.2 CABEAMENTO

A NBR5410 indica a bitola adequando para os condutores em função do comprimento do ramal, da tensão nominal e do nível de perdas pretendido. Porém, segundo [7], uma forma alternativa para determinar a seção mínima do condutor S , pode ser feita utilizando a Equação 2.7, necessária para uma determinada instalação em corrente contínua.

$$S(mm^2) = \rho \left(\frac{\Omega \cdot mm^2}{m} \right) \times \frac{d(m) \times I(A)}{\Delta V(V)} \quad (2.7)$$

Sendo:

ρ – Resistividade do material do condutor, geralmente cobre;

d – Distância total do condutor, considerando o trecho de retorno (ida e volta);

I – Corrente que passa pelo condutor;

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

2.6 RESOLUÇÃO NORMATIVA ANEEL E NDU DA ENERGISA ®

A Resolução Normativa (RN) 482/2012, que foi revisada e corrigida pela RN 687/2015, é responsável estabelecer as condições gerais para o acesso de microgeração e minigeração distribuídas ao sistema de distribuição de energia elétrica e o sistema de compensação de energia elétrica.

A Seção 3.7 dos Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST) refere-se ao acesso de micro e minigeração distribuída. A instalação de um sistema conectado à rede deve seguir a norma específica da concessionária local de distribuição de energia elétrica (Energisa ®, no caso da Paraíba), que de acordo com o PORDIST deve estar acessível na página da empresa na internet, em um processo que se inicia pela solicitação de acesso [7].

2.6.1 RESOLUÇÃO NORMATIVA ANEEL 482/2012

A RN 687/2015 define microgeração distribuída e minigeração distribuída da seguinte maneira:

- Microgeração distribuída: central geradora de energia elétrica, com potência instalada menor ou igual a 75 kW e que utilize cogeração qualificada, conforme regulamentação da ANEEL, ou fontes renováveis de energia elétrica, conectada na rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras [11].
- Minigeração distribuída: central geradora de energia elétrica, com potência instalada superior a 75 kW e menor ou igual a 3 MW para fontes hídricas ou menor ou igual a 5 MW para cogeração qualificada, conforme regulamentação da ANEEL, ou para as demais fontes renováveis de energia elétrica, conectada na rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras [11].

Em relação ao sistema de compensação de energia, a RN 687/2015 permite os seguintes tipos de unidades consumidoras a aderir ao sistema:

- Com microgeração ou minigeração distribuída;

- Integrante de empreendimento de múltiplas unidades consumidoras;
- Caracterizada como geração compartilhada;
- Caracterizada como autoconsumo remoto.

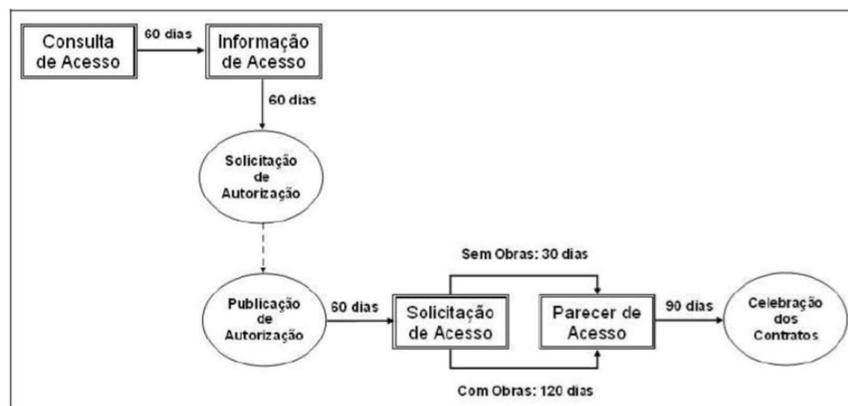
E determina que para fins de compensação, a energia ativa injetada no sistema de distribuição pela unidade consumidora será cedida a título de empréstimo gratuito para a distribuidora, passando a unidade consumidora a ter um crédito em quantidade de energia ativa a ser consumida por um prazo de 60 meses [11].

2.6.2 NORMA DE DISTRIBUIÇÃO UNIFICADA 015 DA ENERGISA ®

A NDU 015 tem como objetivo concentrar e sistematizar os requisitos de informações técnicas pertinentes às novas conexões ou alterações de conexões existentes, e, estabelece os critérios e procedimentos técnicos para conexão de consumidores atendidos em média tensão que façam a adesão ao sistema de compensação de energia [12].

A seção 7 da NDU 015 expõe as informações necessárias para o estabelecimento da conexão com a Energisa ®. Na Figura 2.14, é possível visualizar o fluxo do processo para obtenção da aprovação do acesso de microgeradores ao Sistema de Distribuição Energisa.

Figura 2.14 – Etapas de acesso de Microgeradores ao Sistema de Distribuição Energisa ®.



Fonte: [12]

Na seção 8 da NDU 015 são expostos os critérios e padrões técnicos exigidos pela concessionária, tais como: conexão de geradores, sistema de medição, padrão de entrada,

proteção, etc. Inclusive, em relação ao medidor, a norma diz que deve ser utilizado um medidor de quatro quadrantes (capaz de contabilizar a energia ativa e reativa produzida e utilizada pela unidade consumidora) ou um convencional, porém, o custo da diferença do equipamento deverá ser pago pelo cliente.

A seção 9 da NDU 015 estabelece os requisitos de qualidade da energia fornecidas pelos sistemas de geração às cargas locais e à rede elétrica da Energisa ®.

2.7 VIABILIDADE ECONÔMICA FINANCEIRA

O estudo de viabilidade econômica financeira busca avaliar através de projeções e números, o real potencial de retorno de um certo investimento, dessa forma, dá uma maior segurança para decidir se os planos de investimento são interessantes e se o projeto deve seguir adiante ou não.

2.7.1 VALOR PRESENTE LÍQUIDO – VPL

VPL é um indicador que aponta quanto o fluxo de caixa livre acumulado da sua projeção total valeria hoje em dia. Esse valor deve ser basicamente comparado com o capital investido para saber se o projeto gerou mais capital do que foi investido [13].

O valor presente líquido é obtido a partir do desconto de os fluxos de caixa para o momento inicial, o instante zero, quando ocorre o primeiro desembolso [14]. Portanto, pode ser calculado pela Equação 2.8.

$$VPL = \sum_{t=0}^n \frac{FC_t}{(1+i)^t} \quad (2.8)$$

Sendo:

FC_t – Fluxo de caixa no t-ésimo período de tempo, número negativo para valores investidos e positivo para valores retorno de investimento;

t – Período de tempo;

n – Último período de tempo do investimento;

i – Custo de capital.

Exemplo: Se você investiu R\$50.000,00 e seu VPL for de R\$45.000,00, esse investimento não valeu a pena. Apesar do fluxo financeiro ter sido positivo ao longo do tempo, economicamente o resultado foi negativo [13].

2.7.2 TAXA INTERNA DE RETORNO – TIR

A TIR corresponde à taxa de desconto que zera o valor presente líquido de um projeto [14]. A diferença entre VPL e TIR, é que o primeiro oferece um indicador absoluto e em moeda, a TIR, por sua vez, oferece uma visão de retorno percentual que pode ser mais facilmente comparada à outros investimentos. Ou seja, se a sua TIR for de 0,2% ao mês e a poupança estiver pagando 0,5% ao mês, a decisão matemática deve ser não investir no projeto e guardar esse dinheiro no banco [13].

2.7.3 PAYBACK

O *payback* indica quantidade de períodos que se leva para recuperar o investimento, ou seja, o tempo que o investimento leva para zerar seu fluxo acumulado [14]. Assim, é possível identificar quantos meses terá que esperar para ter o dinheiro investido de volta. Esse cálculo pode ser feito descontando ou não o custo de capital. Normalmente, opta-se por não descontar, pois o cálculo é mais simples e a variação é pouca em projetos menores [13].

3 ESTUDO DE CASO: PROJETO DO SISTEMA

FOTOVOLTAICO.

O estudo de caso deste trabalho é o projeto de um sistema fotovoltaico para uma olaria situada no município de Junco do Seridó – PB. No qual é apresentada todas as etapas do projeto descritas no Capítulo 2 deste trabalho.

3.1 LEVANTAMENTO DO RECURSO SOLAR

A ferramenta utilizada para o levantamento do recurso solar foi o Atlas Solarimérico, este site reúne dados disponibilizados por várias instituições. Para este projeto foi utilizado os dados fornecidos pelo Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais (INPE). O sistema foi projetado para ser instalado na zona rural da cidade de Junco do Seridó na Paraíba. Na Tabela 3.1 é apresentado os valores médios de irradiação solar por mês.

Tabela 3.1 – Valores de irradiação solar diário, média mensal no plano horizontal.

Localização: Junco do Seridó – PB													
Coordenadas: 06° 59' 48" S 36° 42' 47" W													
Altitude: 590 metros													
	Ja	Fe	Ma	Ab	Ma	Ju	Jul	Ag	Set	Ou	No	De	Anua
	n	v	r	r	i	n	o	o	o	t	v	z	l
Irradiação													
Solar Média	6,3	5,9	6,06	5,69	5,27	4,26	4,6	5,10	5,8	6,33	6,70	5,70	5,59
[kWh/m ² .dia]	6	3					9		1				

Fonte: Atlas Solarmérico – INPE (<https://maps.nrel.gov/swera/>)

A partir da utilização da Equação 2.1, foram calculadas as horas de sol pleno:

$$HSP = \frac{\text{irradiância} \left[\frac{kWh}{m^2} \cdot \text{dia} \right]}{1 \left[\frac{kW}{m^2} \right]} = \frac{5,59 \left[\frac{kWh}{m^2} \cdot \text{dia} \right]}{1 \left[\frac{kW}{m^2} \right]} = 5,59 \left[\frac{h}{\text{dia}} \right]$$

3.2 LOCALIZAÇÃO E ORIENTAÇÃO

Os painéis FV deverão ser direcionados para o Norte com inclinação de 10°, ao invés de 7°, para favorecer a autolimpeza dos módulos por ação da água da chuva. Para a fixação do sistema fotovoltaico solar serão utilizados kits de montagem compostos por estruturas de aço galvanizado e por acessórios que permitem localizar os módulos FV em solo.

O conjunto de peças escolhido para fixação dos módulos é o CK-SOLO-990x4, fornecido pela Minha Casa Solar, é ideal para painéis FV de 240 W a 330 W policristalinos ou monocristalinos, estrutura com inclinação de 10° a 15° e suporte para até 4 módulos FV. O conjunto de peças inclui os seguintes itens:

- 03 Bases Triangulares em aço galvanizado 10-15 Graus;
- 04 Trilhos fotovoltaicos de 2100mm, produzidos em aço galvanizado;
- 02 Emendas de trilho padrão, produzido em aço galvanizado de alta resistência;
- 06 Grampos intermediários em alumínio para travamento dos módulos entre si;
- 04 Grampos de cabeceira em alumínio para travamento dos módulos;
- 08 Chumbadores M8x40mm.

3.3 DEMANDA E CONSUMO

A demanda foi determinada a partir do histórico de consumo dos últimos 12 meses, facilmente encontrado no próprio site da concessionária local. A Tabela 3.2 apresenta o consumo mensal em kWh.

Tabela 3.2 - Histórico de Consumo Mensal em kWh

	Jan/17	Fev/16	Mar/16	Abr/16	Mar/16	Jun/16	Jul/16	Ago/16	Set/16	Out/16	Nov/16	Dez/16	Média
Total	5381	6560	7175	7586	7944	7380	7739	6714	4664	5228	3332	3280	6082
F.Ponta	5330	6406	6970	7483	7739	7226	7636	6611	4561	5125	3229	3229	5962
Ponta	51	154	205	103	205	154	103	103	103	103	103	51	120

Fonte: Autor (Adaptado da Energisa)

O consumo médio mensal para este ano é obtido através da média aritmética entre o consumo mensal, que resultou em 6082 kWh/mês. E o consumo médio diário anual é obtido pela razão do consumo médio mensal por trinta, obtendo 202,7 kWh/dia.

3.4 DIMENSIONAMENTO DOS PAINÉIS FOTOVOLTAICOS

Para o cálculo da potência de pico (P_{FV}) adotou-se uma taxa de desempenho (TD) de 75%, e foi calculado a partir da Equação 2.2 e dos dados de consumo médio diário anual (E), TD e HSP.

$$P_{FV}(Wp) = \frac{\frac{E}{TD}}{HS_{MA}} = \frac{\frac{202,7 \left[\frac{kWh}{dia} \right]}{0,75}}{5,59 \left[\frac{h}{dia} \right]} = 48,35 [kWp]$$

O painel solar escolhido para o projeto foi Canadian Solar MaxPower CS6X – 320P com potência máxima de 320 W. As especificações técnicas para este painel encontram-se na seção ANEXO A. Para esta potência estima-se a necessidade de aproximadamente 150 módulos FV.

3.5 DIMENSIONAMENTO DO INVERSOR

O inversor escolhido foi o Fronius Symo 5.0-3-M 15000W, com saída trifásica de 380 V/ 220 V, potência nominal de saída de 15kW e corrente máxima de saída de 23,9 A. A Equação 2.3, foi utilizada para calcular o fator de dimensionamento do inversor. A P_{Nca} deste inversor é de 15 kW e nele serão ligados quadro *strings*, sendo duas *strings* com 13 módulos FV na entrada do SPPM principal e duas *strings* de 12 módulos para o SPPM secundário, então:

$$P_{FV1} = 2 \cdot (12 + 13) \cdot 320 = 16000 Wp$$

$$FDI = \frac{P_{Nca}}{P_{FV}} = \frac{15000}{15360} = 0,98$$

A Tabela 3.3 mostra alguns dados técnicos relevantes deste inversor e do painel FV utilizado. A ficha técnica completa do inversor encontra-se na seção ANEXO B.

Tabela 3.3 – Dados técnicos relevantes do inversor e painel fotovoltaico.

Especificações Técnicas – Inversor Fronius Symo 15.0-3-M	
Potência Nominal de Saída (P_{Nca})	15000 W
Tensão Máxima de Entrada ($V_{max,cc}$)	1000 V
Tensão Mínima de Entrada ($V_{min,cc}$)	200 V
Corrente Máxima de Entrada ($I_{dc,max1}/I_{dc,max2}$)	33 A / 27 A
Corrente Máxima de Saída ($I_{ac,max}$)	23,9 A
Faixa de Tensão do SPPM	320 – 800 V
Número de SPPM	2
Eficiência Máxima	98,0 %
Dimensões	725 x 510 x 225 mm
Peso	43,4 kg
Especificações Técnicas –Canadian Solar MaxPower CS6X – 320P	
Potência Máxima (P_{max})	320 W
Tensão de Operação (V_{mp})	36,8 V
Tensão de Circuito Aberto (V_{oc})	45,3 V
Corrente de Operação (I_{mp})	8,69 A
Corrente de Curto-Circuito (I_{sc})	9,26 A
Tensão Máxima do Sistema	1000 V
Temperatura Nominal de Operação (T_{op})	45 ± 2 °C
Coefic. de Temperatura para P_{max} (β)	-0,41 % / °C
Coefic. de Temperatura para V_{oc} (γ)	-0,31 % / °C
Eficiência	16,68 %
Dimensões	1954 x 982 x 40 mm
Peso	22 kg

Fonte: Autor

Tendo em vista que o valor obtido se encontra dentro da faixa recomendada, ver seção 2.4.5.1, entre 0,75 e 1,05, podemos afirmar que o FDI encontrado é bastante satisfatório. Outros pontos que devem ser observados ao dimensionar o inversor é a tensão máxima de entrada, que é assegurada através da Equação 4, e a faixa de operação do SSPM, pela Equação 2.5

No entanto precisamos calcular a tensão de circuito aberto para a menor temperatura possível no local (V_{ocTmin}).

$$V_{ocTmin} = V_{oc} \cdot [1 + \gamma \cdot (T_{min} - 25)] \quad (3.1)$$

$$V_{ocTmin} = 45,3 \cdot [1 - 0,0031 \cdot (12 - 25)]$$

$$V_{ocTmin} = 47,126 \text{ V}$$

Utilizando este valor na Equação 2.4, temos:

$$N^{\circ} \text{ módulos}_{\text{série}} \cdot V_{ocTmin} < Vi_{max} \quad (2.4)$$

$$\text{Primário: } 612,64 < 1000 \quad \text{Secundário: } 565,51 < 1000$$

Para determinar as tensões de máxima potência para a maior e menor temperatura possíveis, V_{mpTmax} e V_{mpTmin} , utiliza-se as Equações 3.2 e 3.3:

$$V_{mpTmin} = V_{mp} \cdot [1 + \beta \cdot (T_{op} + T_{min} - 25)] \quad (3.2)$$

$$V_{mpTmin} = 36,8 \cdot [1 - 0,0041 \cdot (45 + 12 - 25)]$$

$$V_{mpTmin} = 31,982 \text{ V}$$

$$V_{mpTmax} = V_{mp} \cdot [1 + \beta \cdot (T_{op} + T_{max} - 25)] \quad (3.3)$$

$$V_{mpTmax} = 36,8 \cdot [1 - 0,0041 \cdot (45 + 42 - 25)]$$

$$V_{mpTmax} = 27,445$$

Pela Equação 2.5, de posse dos valores calculados, encontramos:

$$\frac{Vi_{SPPMmin}}{V_{mpTmax}} < N^{\circ} \text{ módulos}_{\text{série}} < \frac{Vi_{SPPMmax}}{V_{mpTmin}} \quad (2.5)$$

$$\frac{320}{27,445} < N^{\circ} \text{ módulos}_{\text{série}} < \frac{800}{37,982}$$

$$11,66 < N^{\circ} \text{ módulos}_{\text{série}} < 21,062$$

Assim sendo, temos que o indutor funciona perfeitamente com associação em série entre 12 e 21 painéis fotovoltaicos. Para este projeto, pretende-se utilizar duas séries com treze e mais duas séries de doze painéis FV para cada inversor.

Além da associação em série para tensão de entrada, é preciso calcular a quantidade máxima de *strings* em paralelo. A Equação 2.6 é utilizada para calcular o

número máximo de *strings* possíveis a serem associados em função da corrente máxima de entrada CC no inversor em questão.

$$N^{\circ} \text{ seriesFV_paralelo} = \frac{I_{max}}{I_{sc}} \quad (2.6)$$

$$N^{\circ} \text{ seriesFV_paralelo_Primário} = \frac{33 \text{ A}}{9,26 \text{ A}} = 3,56$$

$$N^{\circ} \text{ seriesFV_paralelo_Secundário} = \frac{27 \text{ A}}{9,26 \text{ A}} = 2,92$$

Portanto, o inversor utilizado suporta apenas duas *strings* de painéis FV para a entrada secundária e três *strings* para entrada primária do SPPM, somando cinco *strings* no total.

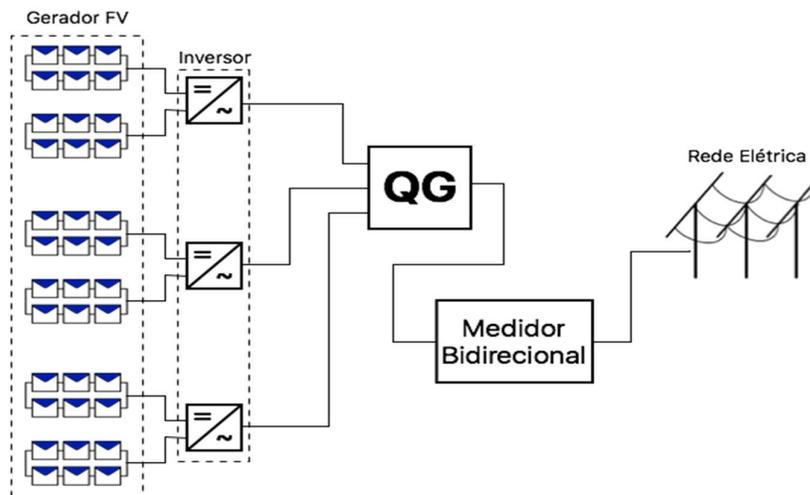
3.6 PROJETO ELÉTRICO

O projeto elétrico consiste no dimensionamento da seção dos condutores que deverão ser utilizados, chaves seccionadoras para operação e as proteções necessárias ao sistema.

3.6.1 DIMENSIONAMENTO DOS CONDUTORES

O sistema projetado é composto por um medidor bidirecional ligado ao quadro geral, três inversores conectados, por um lado, a cinquenta módulos FV cada um deles, divididos em quatro *strings* sendo duas composta por 12 e as outras duas por 13 painéis FV, e, conectados, também, ao quadro geral. Então, devem ser calculadas as seções dos condutores para os três trechos: QG-medidor, inversor-QG e gerador-inversor. Na Figura 3.15 mostrado o esquema do SFCR projetado.

Figura 3.15 - Esquema do SFCR projetado.



Fonte: Autor

Com auxílio da NBR 5410/2008 e das tabelas 33 e 36 desta norma, foram dimensionados os seguintes condutores:

- Gerador-Inversor: Método de Instalação número 33 (B1), Temperatura Máxima Média Ambiente de 30°C, Corrente de projeto de 14,12 A, condutor PVC dimensionado de 4 mm²;
- Inversor-QG: Método de Instalação número 33 (B1), Temperatura Máxima Média Ambiente de 30°C, Corrente de projeto de 23,9 A, condutor PVC dimensionado de 6 mm²;
- Inversor-QG: Método de Instalação número 33 (B1), Temperatura Máxima Média Ambiente de 30°C, Corrente de projeto de 71,7 A, condutor PVC dimensionado de 35 mm².

3.6.2 DIMENSIONAMENTO DAS PROTEÇÕES

Em SFV, assim como em qualquer sistema elétrico, os principais componentes utilizados para proteger pessoas e equipamento são as chaves, os fusíveis, os disjuntores, e os dispositivos de proteção contra surtos (DPS). Algumas vezes, os projetistas de SFV preferem substituir as chaves e fusíveis por disjuntores, que evitam o desconforto da troca de fusíveis [7].

Os componentes de proteção dos SFV devem ser selecionados em função dos valores máximos permitidos de tensão e corrente em cada trecho do circuito. A corrente do painel fotovoltaico é limitada pela corrente de curto-circuito na condição de maior irradiância. No entanto, para se especificar os componentes instalados entre o gerador e o controlador de carga ou inversor, utiliza-se normalmente um fator multiplicativo de segurança de 1,25.

Para a saída dos painéis FV e entrada dos inversores foram escolhidos o disjuntor de 25A da Schneider C60PV-DC e o DPS de 40 kA da Schneider IPRD-DC 40r 600PV. E para a saída dos inversores e QG foram selecionados o disjuntor tripolar de 25 A da Siemens 5SX2 325-7 e o DPS de 40 kA da Siemens 5SD7 463.

3.7 SIMULAÇÃO DO SISTEMA FOTOVOLTAICO

Após fazer levantamento de dados solares, dimensionar e escolher os equipamentos a serem utilizados, foi feita, com auxílio do *software* PVsyst, a simulação do sistema fotovoltaico. Na Tabela 3.4 é mostrada a energia gerada em kWh para o SFCR projetado para os doze meses do ano. O relatório completo gerado pelo *software* encontra-se na seção ANEXO C deste trabalho.

Tabela 3.4 - Energia em kWh gerado pelo SFV

Jan	Fev	Mar	Abr	Mar	Mai	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Média	Total
6579	5908	6818	6469	6523	5224	5887	6190	6463	7014	6896	6123	6178	74137

Fonte: Autor

Comparando o valor da média mensal gerada pelo sistema fotovoltaico entregue a rede de 6178 com média do consumo mensal de 6082, ambos em kWh, é possível notar que o SFV está, aparentemente, sobre dimensionado em aproximadamente 100 kWh/mês. No entanto, no sistema de compensação de energia, o consumo na ponta tem valor por volta de cinco vezes o da energia gerada no período fora de ponta, logo, a energia excedente será “consumida” no momento da compensação pela energia utilizada na ponta.

4 ANÁLISE FINANCEIRA

Neste capítulo são apresentados os dados financeiros em relação ao projeto, tais como orçamento e custo de consumo da energia utilizada. Em seguida é feita uma análise econômica aplicando os métodos de análise financeira brevemente citados no capítulo 2 deste trabalho.

4.1 DADOS FINANCEIROS DO CONSUMO DE ENERGIA

A unidade consumidora em questão é do tipo hora-sazonal, classificada como “Demais Classes”, na modalidade verde. Na Tabela 4.1 são apresentadas as tarifas empregadas pela concessionária local.

Este consumidor tem uma média de consumo anual de 6082 kWh/mês e demanda contratada igual a 110 kW. Utilizando as tarifas fora de ponta dos dias atuais, o custo médio mensal da sua conta de energia é igual a R\$2.931,77 mais R\$1.022,06 de impostos. Divididos da seguinte maneira:

Custo por kWh consumido: R\$1.424,77

Custo por demanda contratada: R\$1.507,00

Imposto com base no mês de Janeiro/17 (29,42%): R\$ 1.222,06

Tabela 4.1 - Tarifa de energia elétrica para modalidade hora-sazonal verde.

MODALIDADE TARIFÁRIA HORÁRIA VERDE							
SUBGRUPO	CLASSES	TUSD + TE		ULTRAPASSAGEM		CONSUMO (R\$/KWH)	
		DEMANDA (R\$/KW)		PONTA	F. PONTA	PONTA	F. PONTA
A4 (13,8 KV)	SERVIÇO PÚBLICO	-	11,64	-	27,40	1,13273	0,19912
	DEMAIS CLASSES	-	13,70	-	27,40	1,33263	0,23426
	RURAL	-	12,33	-	27,40	1,19936	0,21083
	RURAL IRRIGAÇÃO	-	12,33	-	27,40	1,19936	0,02342

Fonte: Energisa ® – PB (Disponível em: <http://www.energisa.com.br/empresa/Paginas/pequenas-e-medias-empresas/taxas-prazos-e-normas/tipos-tarifas.aspx#>. Acesso em Fevereiro de 2017)

4.2 DADOS FINANCEIROS DO PROJETO

Para fazer o estudo de viabilidade econômica, foi necessário fazer um levantamento de preço para cada componente associado ao projeto deste sistema fotovoltaico, com base nos valores encontrados no mercado. A Tabela 4.2 mostrada o orçamento do projeto.

O sistema fotovoltaico projetado tem como previsão a produção média mensal de 6178 kWh/mês. Utilizando as tarifas fora de ponta dos dias atuais, a economia média mensal de consumo prevista é de R\$1.447,26, mais a economia pela redução do imposto no valor de R\$603,26. Totalizando uma economia mensal de R\$2.050,52, para os valores de tarifa atuais.

Tabela 4.2 - Orçamento Sistema Fotovoltaico.

Equipamento	Quantidade	Valor Und.	Valor
Módulo FV - Canadian Solar CS6X – 320P	150	881,00	132.150,00
Inversor - Fronius Symo 15.0-3-M	3	22.590,00	67.770,00
Kit de Fixação dos Painéis - CK-SOLO-990x4	38	999,00	37.962,00
Disjuntor - Schneider C60PV-DC	6	319,00	1.914,00
Disjuntor - Siemens 5SX2 325-7	3	54,00	162,00
DPS - Schneider IPRD-DC 40r 600PV	6	549,00	3.294,00
DPS - Siemens 5SD7 463	1	2.000,00	2.000,00
Condutor – 4 mm ²	1800 m	1,55	1.162,00
Condutor - 6 mm ²	500 m	2,15	1.075,00
Condutor – 35 mm ²	90 m	10,70	963,00
Projeto Elétrico	1	10.000,00	10.000,00
Execução do Projeto	1	40.000,00	40.000,00
		TOTAL	298.452,00

Fonte: Autor

4.3 VIABILIDADE ECONÔMICA DO SISTEMA FOTOVOLTAICO

Nesta seção são aplicados os métodos financeiros em virtude da análise da viabilidade de execução do projeto em relação ao aspecto econômico. Considerações iniciais para o estudo de viabilidade econômica:

- i. Reajuste de 5% ao ano para as tarifas de energia;
- ii. A vida útil do projeto é de 25 anos, em função da vida útil do módulo FV;
- iii. Serão utilizados como Taxa Mínima de Atratividade (TMA) a taxa Selic prevista para 2017 (9,75%) e o rendimento anual da poupança de 2016 (8,348%).

Primeiramente foi calculado o fluxo de caixa do investimento aplicando o reajuste anual à tarifa de energia. A Tabela 4.3 apresenta os valores de fluxo de caixa e o valor acumulado para o cálculo do *payback* simples.

Tabela 4.3 - Fluxo de Caixa do projeto em função das tarifas para cada ano.

t	Ano	Tarifa Consumo (R\$/kWh)	Economia de Consumo (R\$)	Economia de Impostos (R\$)	Fluxo de Caixa (R\$)	Valor Acumulado (R\$)
0	2017	0,23			-298.452,00	-298.452,00
1	2018	0,25	18.235,48	7.482,92	25.718,39	-272.733,61
2	2019	0,26	19.147,36	7.857,11	27.004,47	-245.729,14
3	2020	0,27	20.104,47	8.249,86	28.354,33	-217.374,81
4	2021	0,28	21.109,77	8.662,38	29.772,15	-187.602,66
5	2022	0,30	22.165,48	9.095,59	31.261,07	-156.341,59
6	2023	0,31	23.273,83	9.550,40	32.824,23	-123.517,37
7	2024	0,33	24.437,78	10.028,02	34.465,80	-89.051,56
8	2025	0,35	25.659,56	10.529,38	36.188,94	-52.862,62
9	2026	0,36	26.942,87	11.055,99	37.998,86	-14.863,77
10	2027	0,38	28.289,94	11.608,76	39.898,69	25.034,92
11	2028	0,40	29.704,47	12.189,21	41.893,68	66.928,60
12	2029	0,42	31.189,44	12.798,56	43.988,00	110.916,60
13	2030	0,44	32.749,28	13.438,64	46.187,92	157.104,52
14	2031	0,46	34.386,96	14.110,67	48.497,63	205.602,15
15	2032	0,49	36.106,20	14.816,15	50.922,36	256.524,51
16	2033	0,51	37.911,44	15.556,93	53.468,37	309.992,88
17	2034	0,54	39.807,12	16.334,82	56.141,94	366.134,82
18	2035	0,56	41.797,70	17.151,66	58.949,35	425.084,18
19	2036	0,59	43.887,62	18.009,25	61.896,87	486.981,05
20	2037	0,62	46.082,08	18.909,75	64.991,82	551.972,87
21	2038	0,65	48.386,25	19.855,26	68.241,52	620.214,39
22	2039	0,69	50.805,34	20.847,94	71.653,28	691.867,67
23	2040	0,72	53.345,28	21.890,20	75.235,47	767.103,15
24	2041	0,76	56.012,73	22.984,78	78.997,51	846.100,66
25	2042	0,79	58.813,62	24.134,13	82.947,75	929.048,41

Fonte: Autor

A partir da análise da Tabela 4.3 e com auxílio do *software* Excel encontramos uma TIR para este projeto de 11,84% e *payback* simples de nove anos, sete meses e quatro dias. Para o cálculo do VPL foi necessária a construção da Tabela 4.4.

Tabela 4.4 - VPL para as Taxas Mínimas de Atratividade avaliadas.

t	Ano	Fluxo de Caixa (R\$)	Valor Presente [Selic] (R\$)	Valor Presente [Poupança] (R\$)
0	2017	-298,452.00	-298,452.00	-298,452.00
1	2018	25,718.39	23,433.62	23,736.84
2	2019	27,004.47	22,419.53	23,003.50
3	2020	28,354.33	21,448.94	22,292.39
4	2021	29,772.15	20,520.69	21,603.62
5	2022	31,261.07	19,632.75	20,936.27
6	2023	32,824.23	18,783.10	20,289.40
7	2024	34,465.80	17,970.36	19,662.65
8	2025	36,188.94	17,192.52	19,054.99
9	2026	37,998.86	16,448.63	18,466.41
10	2027	39,898.69	15,736.69	17,895.74
11	2028	41,893.68	15,055.62	17,342.78
12	2029	43,988.00	14,403.89	16,806.74
13	2030	46,187.92	13,780.64	16,287.59
14	2031	48,497.63	13,184.30	15,784.39
15	2032	50,922.36	12,613.64	15,296.60
16	2033	53,468.37	12,067.70	14,823.90
17	2034	56,141.94	11,545.44	14,365.88
18	2035	58,949.35	11,045.81	13,922.04
19	2036	61,896.87	10,567.75	13,491.85
20	2037	64,991.82	10,110.40	13,074.97
21	2038	68,241.52	9,672.83	12,670.97
22	2039	71,653.28	9,254.15	12,279.38
23	2040	75,235.47	8,853.57	11,899.86
24	2041	78,997.51	8,470.42	11,532.19
25	2042	82,947.75	8,103.85	11,175.89
Valor Presente Líquido:			R\$ 63,864.85	R\$ 119,244.84

Fonte: Autor

O resultado encontrado é positivo para ambos as taxas mínimas de atratividade, reforçando a viabilidade do investimento junto com a TIR, que é maior que a taxa Selic e de rendimento da Poupança.

5 CONCLUSÃO

Neste trabalho de conclusão de curso foi feita uma revisão da literatura sobre a energia fotovoltaica e sistemas fotovoltaicos, em especial o sistema fotovoltaico conectado à rede; sobre como elaborar o projeto de um SFCR para uma planta industrial e sobre análise de viabilidade financeira de um projeto de sistema fotovoltaico específico.

Os estudos sobre energia fotovoltaica e sistemas fotovoltaicos mostram valiosas informações sobre o comportamento dos sistemas, servindo como base sólida para a tomada de decisão com relação a qual tipo de sistema e componentes devem ser selecionados em função da conveniência da instalação.

A elaboração do projeto e análise acerca da praticabilidade de execução nos permite concluir que o custo inicial deste tipo de investimento no Brasil ainda é bastante dispendioso. Porém, baseados nos métodos econômicos praticados, pode-se afirmar, sem sombra de dúvidas, que o sistema é viável do ponto de vista financeiro, pois, a TIR de 11,8% do projeto é superior às duas TMA analisadas e com VPL positivo para ambos. A TIR ainda é superior a outras taxas de rentabilidade de investimentos como Tesouro Direto, que é considerado uma opção de investimento de baixo custo e seguro, se encontra por volta dos 10,37% a.a. (dado de fevereiro de 2017).

Atualmente a tecnologia empregada aos sistemas fotovoltaicos ainda é um investimento alto. Contudo, o governo brasileiro tem se mostrado disposto a investir no segmento, a exemplo dos seguintes incentivos: o sistema de compensação de energia e o programa de financiamento à micro e minigeração distribuída através do Banco do Nordeste. Tais incentivos indicam que a expectativas de expansão para este tipo de investimento no futuro é altamente promissora.

Algumas considerações bastante animadoras devem ser feitas acerca deste projeto: o orçamento para este sistema foi de R\$ 298.452,00 e obteve um *payback* calculado de nove anos e sete meses. Importante acrescentar que os valores utilizados na elaboração do orçamento, como por exemplo os painéis FV, tem seu custo calculado sobre o preço unitário, porém, existem revendedores que vendem o conjunto de equipamentos com descontos, tornado os preços mais atrativos, e, conseqüentemente, redução do *payback* do investimento.

REFERÊNCIAS

- [1] MOTA, V.N.T.; SAAVEDRA, O.R.; LIMA, S., et al. **Projeto de habitação rural eco-eficiente com geração solar fotovoltaica individual**. SBSE 2016.
- [2] **Potencial solar no Brasil**. Disponível em: <<http://americadosol.org/potencial-solar-no-brasil/>>. Acesso em Novembro 2016.
- [3] **Nasa science**. Disponível em: <<https://science.nasa.gov/science-news/science-at-nasa/2002/solarcells>>. Acesso em Janeiro de 2017.
- [4] CASTRO, M.G.R., **Introdução à energia fotovoltaica**. UTL, Lisboa, 2002.
- [5] PATEL, M. R., **Wind and solar power systems: design, analysis, and operation**. Segunda Edição. Flórida: Taylor Francis Group, 2006.
- [6] NASCIMENTO, C. A., **Princípio de funcionamento da célula fotovoltaica**. 2004. 24 f. Monografia (Especialização) - Curso de Fontes Alternativas de Energia, Universidade Federal de Lavras, Minas Gerais, 2004. Disponível em: <http://www.solenerg.com.br/files/monografia_cassio.pdf>. Acesso em 16 Janeiro de 2017.
- [7] PINHO, J.T.; GALDINO, M.A., et al. **Manual de engenharia para sistemas fotovoltaicos**. CEPEL – CRESESB, Rio de Janeiro, 2014.
- [8] **Neo solar**. Disponível em: <<http://www.neosolar.com.br/aprenda/saiba-mais/>>. Acesso em Janeiro de 2017.
- [9] **Portal solar**. Disponível em: <<http://www.portalsolar.com.br/>>. Acesso em Janeiro 2017.
- [10] Rüter, R., **Edifício solares fotovoltaicos: o potencial da geração solar fotovoltaica integrada a edificações urbanas e interliga à rede elétrica pública no Brasil**. Florianópolis, 2004.
- [11] ANEEL, **Resolução normativa N° 687**, 2015.
- [12] Energisa, **Norma de distribuição unifica 015**, Dezembro de 2012.
- [13] **Luz**, Disponível em: <<http://blog.luz.vc/como-fazer/como-e-por-que-fazer-um-estudo-de-viabilidade-economica-e-financeira/>>. Acesso em Janeiro de 2017.

- [14] GONÇALVES, A.; NEVES, C.; CALÔBA, G.; NAKAGAWA, M.; MOTTA, R.R.; COSTA, R. P., **Engenharia econômica e finanças**, Rio de Janeiro, 2009.

ANEXO A – FICHA TÉCNICA DO MÓDULO FV



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 / .ET / 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



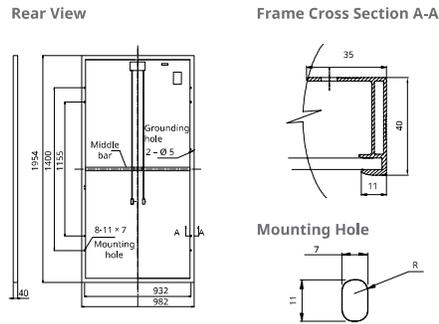
* As there are different certification requirements in different markets, please contact your local Canadian Solar sales representative for the specific certifications applicable to the products in the region in which the products are to be used.

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.

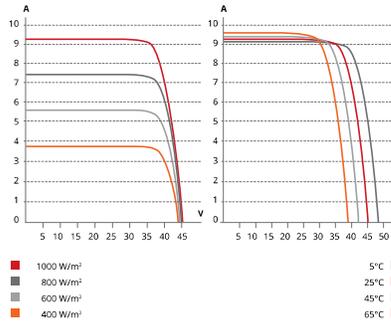
CANADIAN SOLAR INC.

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



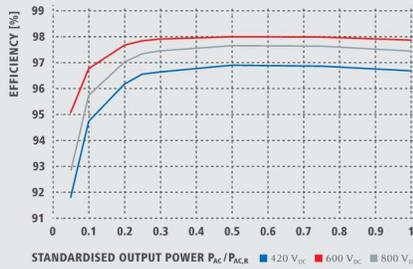
ANEXO B – FICHA TÉCNICA DO INVERSOR

TECHNICAL DATA FRONIUS SYMO (10.0-3-M, 12.5-3-M, 15.0-3-M, 17.5-3-M, 20.0-3-M)

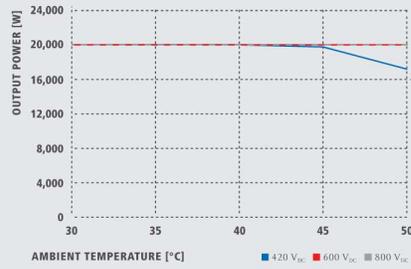
INPUT DATA	SYMO 10.0-3-M	SYMO 12.5-3-M	SYMO 15.0-3-M	SYMO 17.5-3-M	SYMO 20.0-3-M
Max. input current ($I_{dc\ max\ 1} / I_{dc\ max\ 2}$)	27.0 A / 16.5 A		33.0 A / 27.0 A		
Max. array short circuit current (MPP ₁ /MPP ₂)	40.5 A / 24.8 A		49.5 A / 40.5 A		
Min. input voltage ($U_{dc\ min}$)			200 V		
Feed-in start voltage ($U_{dc\ start}$)			200 V		
Nominal input voltage ($U_{dc\ n}$)			600 V		
Max. input voltage ($U_{dc\ max}$)			1,000 V		
MPP voltage range ($U_{mpp\ min} - U_{mpp\ max}$)	270 - 800 V	320 - 800 V		370 - 800 V	420 - 800 V
Number MPP trackers			2		
Number of DC connections			3+3		
OUTPUT DATA	SYMO 10.0-3-M	SYMO 12.5-3-M	SYMO 15.0-3-M	SYMO 17.5-3-M	SYMO 20.0-3-M
AC nominal output ($P_{ac,n}$)	10,000 W	12,500 W	15,000 W	17,500 W	20,000 W
Max. output power	10,000 VA	12,500 VA	15,000 VA	17,500 VA	20,000 VA
Max. output current ($I_{ac\ max}$)	16.0 A	19.9 A	23.9 A	27.9 A	31.9 A
Grid connection (voltage range)	3-NPE 400 V / 230 V or 3-NPE 380 V / 220 V (+20 % / -30 %)				
Frequency (Frequency range)	50 Hz / 60 Hz (45 - 65 Hz)				
Total harmonic distortion	< 2 %				
Power factor ($\cos \phi_{ac,n}$)	0 - 1 ind. / cap.				
GENERAL DATA	SYMO 10.0-3-M	SYMO 12.5-3-M	SYMO 15.0-3-M	SYMO 17.5-3-M	SYMO 20.0-3-M
Dimensions (height x width x depth)			725 x 510 x 225 mm		
Weight	34.8 kg		43.4 kg		
Degree of protection			IP 66		
Protection class			1		
Overvoltage category (DC / AC) ¹⁾			2 / 3		
Night time consumption			< 1 W		
Inverter design			Transformerless		
Cooling			Regulated air cooling		
Installation			Indoor and outdoor installation		
Ambient temperature range			-25 - +60 °C		
Permitted humidity			0 - 100 %		
Max. altitude			2,000 m / 3,400 m (unrestricted / restricted voltage range)		
DC connection technology			6x DC+ and 6x DC- screw terminals 2.5 - 16 mm ²		
Mains connection technology			5-pole AC screw terminals 2.5 - 16 mm ²		
Certificates and compliance with standards	OVE / ONORM E 8001-4-712, DIN V VDE 0126-1-1/A1, VDE AR N 4105, IEC 62109-1/2, IEC 62116, IEC 61727, AS 3100, AS 4777-2, AS 4777-3, CER 06-190, G83/2, C59/3, UNE 206007-1, SI 4777, CEI 0-16, CEI 0-21				

¹⁾ According to IEC 62109-1, DIN rail for optional overvoltage protection (type 2) is included.
Further information regarding the availability of the inverters in your country can be found at www.fronius.com.

FRONIUS SYMO 20.0-3-M EFFICIENCY CURVE



FRONIUS SYMO 20.0-3-M TEMPERATURE DERATING



TECHNICAL DATA FRONIUS SYMO (10.0-3-M, 12.5-3-M, 15.0-3-M, 17.5-3-M, 20.0-3-M)

EFFICIENCY	SYMO 10.0-3-M	SYMO 12.5-3-M	SYMO 15.0-3-M	SYMO 17.5-3-M	SYMO 20.0-3-M
Max. efficiency	98.0 %				
European efficiency (ηEU)	97.4 %	97.6 %	97.8 %	97.8 %	97.9 %
η at 5 % P _{ac,r} ¹⁾	87.9 / 92.5 / 89.2 %	88.7 / 93.1 / 90.1 %	91.2 / 94.8 / 92.3 %	91.6 / 95.0 / 92.7 %	91.9 / 95.2 / 93.0 %
η at 10 % P _{ac,r} ¹⁾	91.2 / 94.9 / 92.8 %	92.9 / 96.1 / 94.6 %	93.4 / 96.0 / 94.4 %	94.0 / 96.4 / 95.0 %	94.8 / 96.9 / 95.8 %
η at 20 % P _{ac,r} ¹⁾	94.6 / 97.1 / 96.1 %	95.4 / 97.3 / 96.6 %	95.9 / 97.4 / 96.7 %	96.1 / 97.6 / 96.9 %	96.3 / 97.8 / 97.1 %
η at 25 % P _{ac,r} ¹⁾	95.4 / 97.3 / 96.6 %	95.6 / 97.6 / 97.0 %	96.2 / 97.6 / 97.0 %	96.4 / 97.8 / 97.2 %	96.7 / 97.9 / 97.4 %
η at 30 % P _{ac,r} ¹⁾	95.6 / 97.5 / 96.9 %	95.9 / 97.7 / 97.2 %	96.5 / 97.8 / 97.3 %	96.6 / 97.9 / 97.4 %	96.8 / 98.0 / 97.6 %
η at 50 % P _{ac,r} ¹⁾	96.3 / 97.9 / 97.4 %	96.4 / 98.0 / 97.5 %	96.9 / 98.1 / 97.7 %	97.0 / 98.1 / 97.7 %	97.0 / 98.1 / 97.8 %
η at 75 % P _{ac,r} ¹⁾	96.5 / 98.0 / 97.6 %	96.5 / 98.0 / 97.6 %	97.0 / 98.1 / 97.8 %	97.0 / 98.1 / 97.8 %	97.0 / 98.1 / 97.7 %
η at 100 % P _{ac,r} ¹⁾	96.5 / 98.0 / 97.6 %	96.5 / 97.8 / 97.6 %	97.0 / 98.1 / 97.7 %	96.9 / 98.1 / 97.6 %	96.8 / 98.0 / 97.6 %
MPP adaptation efficiency	> 99.9 %				
PROTECTIVE DEVICES	SYMO 10.0-3-M	SYMO 12.5-3-M	SYMO 15.0-3-M	SYMO 17.5-3-M	SYMO 20.0-3-M
DC insulation measurement	Yes				
Overload behaviour	Operating point shift, power limitation				
DC disconnecter	Yes				
INTERFACES	SYMO 10.0-3-M	SYMO 12.5-3-M	SYMO 15.0-3-M	SYMO 17.5-3-M	SYMO 20.0-3-M
WLAN / Ethernet LAN	Fronius Solarweb, Modbus TCP SunSpec, Fronius Solar API (JSON)				
6 inputs and 4 digital inputs/outputs	Interface to ripple control receiver				
USB (A socket) ²⁾	Datalogging, inverter update via USB flash drive				
2x RS422 (R) / RS485 (S) ³⁾	Fronius Solar Net, interface protocol				
Signalling output ³⁾	Energy management (potential-free relay output)				
Datalogger and Webserver	Included				
External input	SD-Meter Interface / Input for overvoltage protection				
RS485 ³⁾	Modbus RTU SunSpec or meter connection				

¹⁾ And at U_{mpp,min} / U_{dcr} / U_{mpp,max} ²⁾ Also available in the light version. ³⁾ Available from autumn 2014.

/ Perfect Welding / Solar Energy / Perfect Charging

WE HAVE THREE DIVISIONS AND ONE PASSION: SHIFTING THE LIMITS OF POSSIBILITY.

/ Whether welding technology, photovoltaics or battery charging technology – our goal is clearly defined: to be the innovation leader. With around 3,000 employees worldwide, we shift the limits of what's possible - our more than 850 active patents are testimony to this. While others progress step by step, we innovate in leaps and bounds. Just as we've always done. The responsible use of our resources forms the basis of our corporate policy.

Further information about all Fronius products and our global sales partners and representatives can be found at www.fronius.com

v02 Feb 2014 EN

Text and images correspond to the current state of technology at the time of printing. Subject to modifications. All information is without guarantee in spite of careful editing. Liability excluded. Copyright © 2011 Fronius AG. All rights reserved.

Fronius India Private Limited
GAT no 312, Nanekarwadi
Chakan, Taluka - Khed District
Pune 410501
India
pv-sales-india@fronius.com
www.fronius.in

Fronius Australia Pty Ltd.
90-92 Lambeck Drive
Tullamarine VIC 3043
Australia
pv-sales-australia@fronius.com
www.fronius.com.au

Fronius UK Limited
Maidstone Road, Kingston
Milton Keynes, MK10 0BD
United Kingdom
pv-sales-uk@fronius.com
www.fronius.co.uk

Fronius International GmbH
Froniusplatz 1
4600 Wels
Austria
pv-sales@fronius.com
www.fronius.com

M06/09/2014 EN v11 Aug 2014 06/17

ANEXO C – RELATÓRIO DE SIMULAÇÃO - PVSYSY

PVSYSY V6.53		15/02/17	Page 1/5
Grid-Connected System: Simulation parameters			
Project : Grid-Connected Project at Junco do Seridó			
Geographical Site	Junco do Seridó	Country	Brazil
Situation	Latitude 7.00° S	Longitude	36.70° W
Time defined as	Legal Time Time zone UT-3	Altitude	590 m
Meteo data:	Junco do Seridó	Albedo 0.20	Synthetic
Simulation variant : simulacao junco do serido furniussymo1503m			
	Simulation date	15/02/17 19h28	
Simulation parameters			
Collector Plane Orientation	Tilt 10°	Azimuth	0°
Models used	Transposition Perez	Diffuse	Perez, Meteororm
Horizon	Free Horizon		
Near Shadings	No Shadings		
PV Arrays Characteristics (2 kinds of array defined)			
PV module	Si-poly	Model	CS6X - 320P MIX
Original PVsyst database	Manufacturer	Canadian Solar Inc.	
Sub-array "Sub-array #1 Main"			
Number of PV modules	In series 13 modules	In parallel	6 strings
Total number of PV modules	Nb. modules 78	Unit Nom. Power	320 Wp
Array global power	Nominal (STC) 24.96 kWp	At operating cond.	22.38 kWp (50°C)
Array operating characteristics (50°C)	U mpp 428 V	I mpp	52 A
Sub-array "Sub-array #2 Seconda"			
Number of PV modules	In series 12 modules	In parallel	6 strings
Total number of PV modules	Nb. modules 72	Unit Nom. Power	320 Wp
Array global power	Nominal (STC) 23.04 kWp	At operating cond.	20.66 kWp (50°C)
Array operating characteristics (50°C)	U mpp 395 V	I mpp	52 A
Total	Arrays global power	Nominal (STC) 48 kWp	Total 150 modules
		Module area	288 m²
		Cell area	263 m²
Inverter			
Original PVsyst database	Model	Symo 15.0-3-M	
Characteristics	Manufacturer	Fronius International	
	Operating Voltage	200-800 V	Unit Nom. Power 15.0 kWac
Sub-array "Sub-array #1 Main"	Nb. of inverters	3 * MPPT 0.55	Total Power 23 kWac
Sub-array "Sub-array #2 Seconda"	Nb. of inverters	3 * MPPT 0.45	Total Power 22 kWac
Total	Nb. of inverters	3	Total Power 45 kWac
PV Array loss factors			
Array Soiling Losses		Loss Fraction	4.5 %
Thermal Loss factor	Uc (const) 15.0 W/m²K	Uv (wind)	0.0 W/m²K / m/s
Wiring Ohmic Loss	Array#1 137 mOhm	Loss Fraction	1.5 % at STC
	Array#2 127 mOhm	Loss Fraction	1.5 % at STC
	Global	Loss Fraction	1.5 % at STC
LID - Light Induced Degradation		Loss Fraction	1.1 %
Module Quality Loss		Loss Fraction	-0.4 %
Module Mismatch Losses		Loss Fraction	1.0 % at MPP

PVSYST V6.53	15/02/17	Page 2/5
--------------	----------	----------

Grid-Connected System: Simulation parameters (continued)

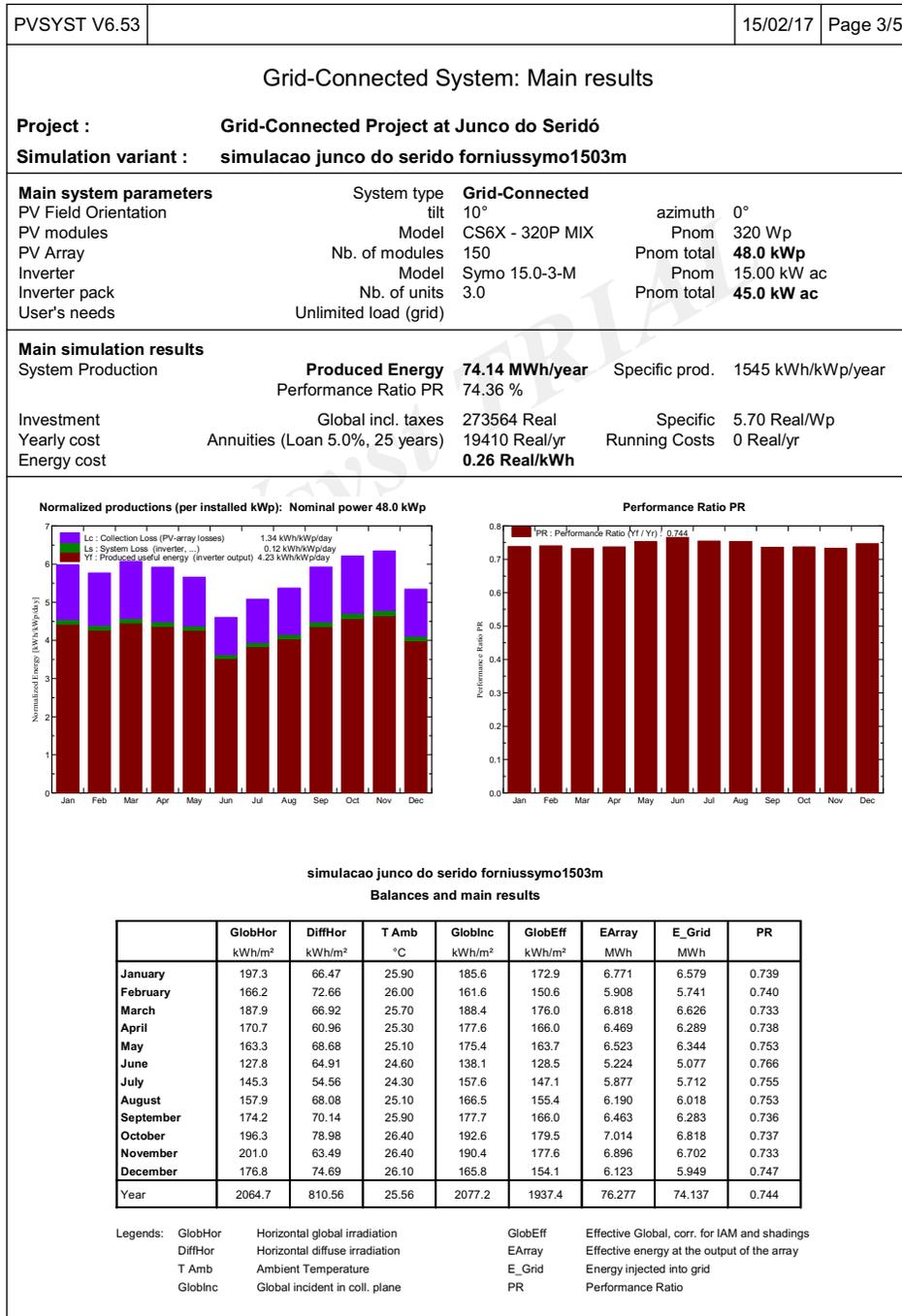
Incidence effect, user defined profile

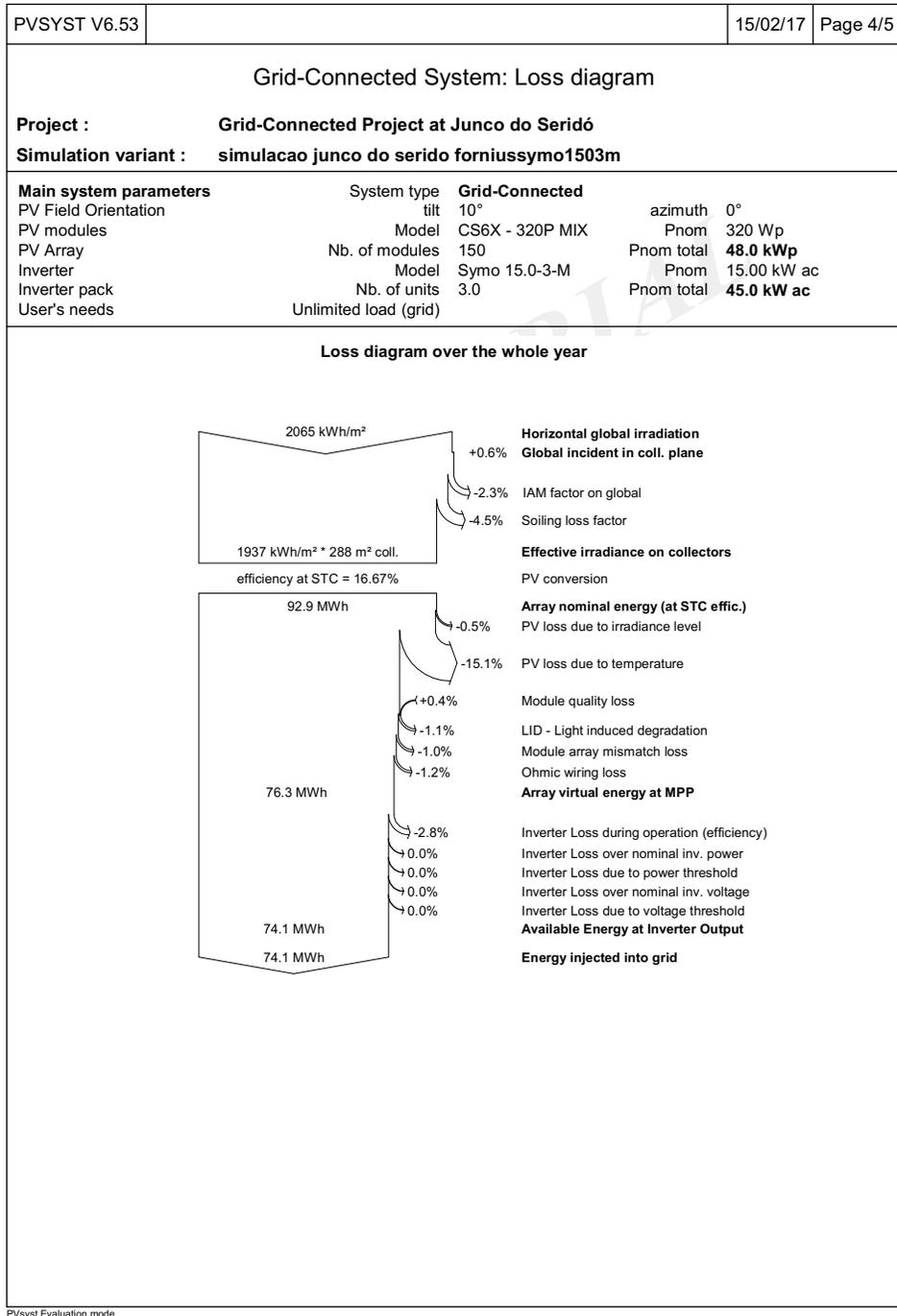
10°	20°	30°	40°	50°	60°	70°	80°	90°
1.00	1.00	0.99	0.99	0.99	0.97	0.92	0.76	0.00

User's needs : Unlimited load (grid)

PVsyst TRIAL

PVsyst Evaluation mode





PVSYST V6.53		15/02/17	Page 5/5
Grid-Connected System: Economic evaluation			
Project : Grid-Connected Project at Junco do Seridó			
Simulation variant : simulacao junco do serido forniussymo1503m			
Main system parameters			
PV Field Orientation	System type	Grid-Connected	
PV modules	tilt	10°	azimuth 0°
PV Array	Model	CS6X - 320P MIX	Pnom 320 Wp
Inverter	Nb. of modules	150	Pnom total 48.0 kWp
Inverter pack	Model	Symo 15.0-3-M	Pnom 15.00 kW ac
User's needs	Nb. of units	3.0	Pnom total 45.0 kW ac
	Unlimited load (grid)		
Investment			
PV modules (Pnom = 320 Wp)	150 units	881 Real / unit	132150 Real
Supports / Integration		253 Real / module	37962 Real
Inverters (Pnom = 15.0 kW ac)	3 units	22590 Real / unit	67770 Real
Settings, wiring, ...			0 Real
Substitution underworth			0 Real
Gross investment (without taxes)			237882 Real
Financing			
Gross investment (without taxes)			237882 Real
Taxes on investment (VAT)	Rate 15.0 %		35682 Real
Gross investment (including VAT)			273564 Real
Subsidies			0 Real
Net investment (all taxes included)			273564 Real
Annuities	(Loan 5.0 % over 25 years)		19410 Real/year
Annual running costs: maintenance, insurances ...			0 Real/year
Total yearly cost			19410 Real/year
Energy cost			
Produced Energy			74.1 MWh / year
Cost of produced energy			0.26 Real / kWh