

CURSO DE GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA



Universidade Federal
de Campina Grande

ANA CAROLINA DOS REIS MEDEIROS



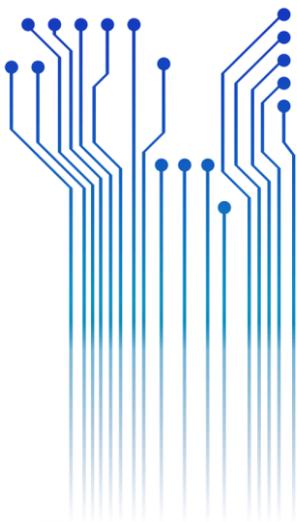
Centro de Engenharia
Elétrica e Informática

TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO

SISTEMA DE GERAÇÃO FOTOVOLTAICO CONECTADO À REDE ELÉTRICA: ESTUDO DE CASO



Departamento de
Engenharia Elétrica



Campina Grande
2017

ANA CAROLINA DOS REIS MEDEIROS

SISTEMA DE GERAÇÃO FOTOVOLTAICO CONECTADO À REDE ELÉTRICA: ESTUDO DE CASO

*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: Eletrotécnica

Professor Célio Anésio da Silva, D.Sc.

Orientador

Campina Grande
2017

ANA CAROLINA DOS REIS MEDEIROS

SISTEMA DE GERAÇÃO FOTOVOLTAICO CONECTADO À REDE ELÉTRICA: ESTUDO DE CASO

*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: Eletrotécnica

Aprovado em 09/10 / 2017

Professor André Dantas Germano, D.Sc.
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 mãe,
pela dedicação e amor a qual me
criou e formou meu caráter.

AGRADECIMENTOS

Agradeço a Deus, em primeiro lugar, pela minha vida e pelo dom da perseverança, que me permitiu concluir este trabalho.

Agradeço à minha mãe, Josefa Madilene dos Reis Medeiros, pelo esforço, apoio e exemplo que sempre me deu e que foi essencial neste e em tantos outros trabalhos.

Agradeço ao professor Célio Anésio da Silva, pelos conhecimentos repassados na disciplina de graduação e pelo apoio dado na elaboração do presente trabalho.

Agradeço especialmente a meu namorado, Arthur Brasileiro de Souza Holanda, por todo o seu amor, carinho, dedicação, paciência, atenção e companheirismo durante esta longa jornada, por não ter poupado esforços para enfrentarmos todas as dificuldades desta jornada, sua ajuda foi essencial para a realização deste e de outros sonhos.

Agradeço também aos meus amigos, Aline Almeida, Ewerton Brasil, Helton Tavares, Helvio Reis, e Welch Martiniano, por não medirem esforços sempre que precisei e por todo o companheirismo partilhado.

Por fim, agradeço a todos que de algum modo contribuíram durante meu curso e não foram citados aqui nesta seção.

“Ninguém pode fazer você se sentir inferior sem o seu consentimento.”

Eleanor Roosevelt.

RESUMO

Este trabalho tem como foco a energia solar e fará um estudo do sistema de geração de energia a partir de painéis fotovoltaicos para uma empresa situada na cidade de Campina Grande. Mostrando as principais características do sistema, os equipamentos utilizados, o dimensionamento e simulação do sistema projetado. O projeto consiste em um sistema fotovoltaico conectado à rede com 28 painéis de 265 Wp conectados a um inversor CC/CA de 6 kW, sendo capaz de suprir parte da demanda exigida pela unidade consumidora. Por fim, foi realizada uma análise econômica afim de estudar a viabilidade da implementação do sistema fotovoltaico conectado à rede (SFCR) projetado, aplicado ao Laboratório Patologia F. DINIZ.

Palavras-chave: Geração de energia, Energia solar, Painéis Fotovoltaicos, Análise Econômica, Laboratório Patologia F. DINIZ.

ABSTRACT

This work focus on solar energy and will study the power generation system from photovoltaic panels for a company located in the city of Campina Grande. Displaying the major features of the system, the equipments used, the scaling and the simulation of the designed system. The project consists of a photovoltaic system connected to a network with 265 Wp panels connected to a 6 kW CC/CA inverter, being able to supply part of the demand required by the load. Finally, it was performed an economic analysis studying the viability to implement the designed photovoltaic system connected to the network (PSCN), apply to the F. DINIZ Ltda Pathology Laboratory.

Keywords: Energy generation, Solar Energy, Photovoltaic Panels, Economic Analysis, F. DINIZ Pathology Laboratory.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1– Configuração Básica de um Sistema Fotovoltaico.....	18
Figura 2 – Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede.....	19
Figura 3 - Componentes de um Array Solar.....	20
Figura 4 - Painéis Solares Conectados em Série.....	21
Figura 5 - Painéis Solares Conectados em Paralelo.....	21
Figura 6 - Símbolo Elétrico de um Inversor.....	22
Figura 7 - Medidor Bidirecional.....	24
Figura 8 - Etapas de acesso de Microgeradores ao Sistema de Distribuição Energisa.....	26
Figura 9 - Disposição Simplificada do Medidor Bidirecional.....	27
Figura 10 - Curvas I-V e P-V de um Gerador Fotovoltaico.....	33
Figura 11 – Exemplo de um Sistema Fotovoltaico que utiliza SPPM.....	34
Figura 12 - Fachada da Unidade Consumidora Interessada no Projeto.....	36
Figura 13 - Gráfico da Irradiação Solar Mensal no Plano Horizontal e no Plano Inclinado.....	38
Figura 14 - Consumo Anual da Unidade Consumidora.....	40
Figura 15 - Comparativo da Energia Gerada pelo Sistema Fotovoltaico.....	47
Figura 16 - Definição do sistema, dados climáticos e rede.....	48
Figura 17 - Consumo de Energia Elétrica do Cliente.....	49
Figura 18 – Gráfico do Histórico de Consumo Anual.....	49
Figura 19 – Definição dos Módulos Fotovoltaicos.....	50
Figura 20 - Escolha do inversor e Disposição dos módulos.....	51
Figura 21 - Previsão de Rendimento do Sistema Simulado.....	52
Figura 22 – Economia Prevista com a Instalação do Sistema.....	52

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Ângulo de Inclinação dos Painéis de Acordo com a Latitude do Local.	30
Tabela 2 - Valores de Irradiação Solar Diária Média Mensal no Período de 12 meses.	37
Tabela 3 - Histórico de Consumo Mensal da Unidade Consumidora.....	39
Tabela 4 - Especificações Técnicas do Pannel Canadian Solar 60 Cells 265 W P-SI.....	41
Tabela 5 - Especificações do Inversor ABB PVI 6000-TL-OUTD-S.	42
Tabela 6 - Energia Gerada pelo Sistema Fotovoltaico.....	46
Tabela 7- Orçamento do Sistema Fotovoltaico.....	54
Tabela 8 - Ajuste Anual da Tarifa em 6,5% e Valores Economizados.....	55
Tabela 9 - Cálculo do VPL.	56
Tabela 10 - Fluxo de Caixa Descontado.	59

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
BRA	Brasil
F. DINIZ	Francisco Diniz
C.A.	Corrente Alternada
C.C	Corrente Contínua
CRESESB	Centro de Referência para Energias Solar e Eólica Sérgio de S. Brito
DEE	Departamento de Engenharia Elétrica
DSP	Dispositivo de Proteção contra Surtos
FDI	Fator de Dimensionamento do Inversor
FV	Fotovoltaico
HSP	Horas de Sol Pleno
NBR	Norma Brasileira
NDU	Norma de Distribuição Unificada
PRODIST	Procedimentos de Distribuição
NR	Norma Regulamentadora
SELIC	Sistema Especial de Liquidação e Custódia
SFCR	Sistema Fotovoltaico Conectada à Rede
SPPM	Seguidor de Ponto de Potência Máxima
TIR	Taxa Interna de Retorno
TMA	Taxa Mínima de Atratividade
VPL	Valor Presente Líquido

LISTA DE SÍMBOLOS

A	Ampère
E	Consumo Diário Médio Anual
E _g	Energia produzida pelo sistema fotovoltaico
FC _t	Fluxo de Caixa no t-ésimo período
HSP	Horas de Sol Pleno
I	Investimento inicial
I _{imax}	Corrente máxima c.c. admitida na entrada no inversor
I _{sc}	Corrente de curto circuito nas condições padrão de ensaio
K	Custo de capital
M	Metro
N	Último período do investimento
P _{fv}	Potência de pico do painel fotovoltaico
P _{Nca}	Potência nominal em corrente alternada
T	Tarifa de energia cobrada pela concessionária
t	Período no tempo
TD	Taxa de Desempenho
V	Volt
V _{iSPPMmax}	Máxima tensão c.c. de operação do SPPM do inversor
V _{iSPPMmin}	Mínima tensão c.c. de operação do SPPM do inversor
V _{mpTmax}	Tensão de potência máxima na maior temperatura de operação
V _{mpTmin}	Tensão de potência máxima na menor temperatura de operação
W	Watt
Wh	Watt-Hora

SUMÁRIO

1	Introdução.....	15
1.1	Objetivos	16
1.2	Motivação.....	16
1.3	Estrutura do Trabalho.....	16
2	Fundamentação Teórica	17
2.1	Efeito Fotovoltaico	17
2.2	Elementos Básicos de um Sistema Fotovoltaico.....	18
2.2.1	Painéis Solares	Error! Bookmark not defined.
2.2.2	Célula Fotovoltaica.....	21
2.2.3	Inversor.....	22
2.2.4	Medidor Bidirecional.....	23
2.3	Resolução Normativa no 687/2015 da ANEEL	24
2.4	Norma de Distribuição Unificada – NDU 013.....	25
2.5	Classificação dos Consumidores	27
3	Diretrizes para o Projeto de Sistemas de Geração Fotovoltaico Conectado à Rede	28
3.1	Levantamento Adequado do Recurso Solar	28
3.2	Levantamento do Consumo de Energia Elétrica	30
3.3	Dimensionamento do Gerador Fotovoltaico	30
3.4	Dimensionamento do Inversor	31
3.4.1	Avaliação do FDI.....	31
3.4.2	Cálculo da Tensão de Entrada do Inversor	32
3.4.3	Seguimento do Ponto de Potência Máxima (SPPM).....	33
3.4.4	Faixa de Tensão de Operação do SPPM do Inversor	34
3.4.5	Corrente Máxima C.C. do Inversor	35
3.5	Dimensionamento dos Cabos e Proteções.....	35
4	Estudo de Caso.....	36
4.1	Levantamento do Recurso Solar	37
4.2	Levantamento do Consumo de Energia Elétrica	38
4.3	Dimensionamento do Gerador Fotovoltaico	40
4.3.1	Número de Painéis Fotovoltaicos	41
4.4	Dimensionamento do Inversor	42
4.5	Dimensionamento das Proteções.....	45

4.5.1	Dimensionamento das Proteções AC	45
4.5.2	Dimensionamento das Proteções CC.....	45
4.6	Simulação e Resultados.....	45
4.6.1	PVSOL.....	47
5	Análise de Viabilidade Financeira	53
5.1	Orçamento do Sistema no Mercado	53
5.2	Valor Presente Líquido (VPL)	55
5.3	Taxa Interna de Retorno (TIR).....	57
5.4	PAYBACK.....	57
6	Conclusão.....	60
	Referências.....	61
	APÊNDICE A – Fluxo de Caixa	63
	ANEXO A - Especificações dos Materiais	64
	ANEXO B - ESPECIFICAÇÃO TÉCNICA: DISJUNTOR	70

1 INTRODUÇÃO

A geração da energia elétrica por meio da luz solar faz parte de um grupo de energias renováveis, também conceituadas como complementares. Neste grupo se enquadram as usinas à biomassa, eólicas e geotérmicas. Atualmente há uma tendência para que as usinas deste grupo passem a ter uma maior penetração na matriz energética mundial, fortalecendo a ideia de alcançar uma geração sustentável e que apresente menos impactos ambientais. Tem-se focado no estudo de energias renováveis devido à crescente demanda de energia elétrica no Brasil e no mundo. As pesquisas nessa área têm avançado consideravelmente, possibilitando a redução dos custos das tecnologias empregadas na fabricação de equipamentos, tornando o custo de produção de energias renováveis mais competitivas no mercado.

O Brasil possui uma localização privilegiada para geração de energias renováveis. Apesar de sua matriz energética atual ser predominantemente de usinas hidrelétricas, já se explora muito outras fontes de energia, como eólica e solar, visando diversificar a matriz energética. Devido aos baixos níveis dos reservatórios de água, o potencial hidroelétrico para novas usinas está chegando ao seu limite e o custo da energia elétrica está bastante elevado por conta do acionamento das usinas termoelétricas.

A geração distribuída de energia é caracterizada pela geração próxima ao consumidor. Este tipo de geração tem sido cada vez mais explorado no Brasil, especialmente após a implantação da regulação normativa da ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica) Nº 248/2012, que foi revisada e corrigida pela Resolução Normativa 687/2015, que estabelece normas e procedimentos para micro e mini geradores. O consumidor instala pequenos geradores (como, por exemplo, painéis solares fotovoltaicos ou pequenas turbinas eólicas) e a energia gerada é usada para abater o consumo de energia elétrica da unidade. A energia excedente dessa geração poderá ser injetada na rede elétrica dando ao consumidor crédito em suas faturas de energia posteriores.

Diante dos fatos expostos relacionados à geração fotovoltaica, percebe-se que é válida a realização de uma análise econômica mais aprofundada para comprovar, em termos quantitativos, o custo-benefício da instalação de um sistema de geração fotovoltaico.

1.1 OBJETIVOS

O objetivo principal deste trabalho é desenvolver o dimensionamento de um sistema de geração de energia elétrica a partir de energia solar. O resultado do sistema de geração fotovoltaico será avaliado, por fim, será realizado a análise econômica da instalação do sistema. Os objetivos específicos são: o estudo do sistema de geração de energia solar, o estudo dos procedimentos para o projeto de dimensionamento de um sistema fotovoltaico no Laboratório Patologia F. DINIZ e avaliar a viabilidade técnica-econômica da implantação de painéis fotovoltaicos como opção para redução do consumo de energia elétrica convencional nessa empresa.

1.2 MOTIVAÇÃO

Os panoramas globais e nacionais favorecem ao desenvolvimento e evolução da energia solar. Tendo em vista o amplo potencial brasileiro, as vantagens trazidas pela energia renovável devem ser aproveitadas. Além disso, por meio da resolução da ANEEL de 17 de abril de 2012, que foi revisada e corrigida pela Resolução Normativa 687/2015, qualquer usuário, sendo pessoa física ou jurídica, pode gerar sua própria energia elétrica e caso haja excedente pode repassar para a rede da concessionária e economizar em contas futuras.

1.3 ESTRUTURA DO TRABALHO

Este trabalho está estruturado em cinco Seções. A presente Seção contém uma introdução e uma visão do panorama energético brasileiro, além de definir o objetivo geral do trabalho.

Na Seção 2 é apresentada a fundamentação teórica necessária ao desenvolvimento do trabalho. Será mostrada uma visão geral dos sistemas fotovoltaicos, em seguida serão apresentados os elementos principais de sua composição, as normas que regulamentam a geração distribuída de energia fotovoltaica no Brasil e na Paraíba. Na Seção 3 serão mostradas as diretrizes usadas para elaboração do projeto de instalação do sistema fotovoltaico.

Na Seção 4, é feito um estudo de caso de um sistema fotovoltaico conectado à rede elétrica aplicado à Unidade Centro do Laboratório Patologia F. DINIZ, apresentando desde o ambiente para o desenvolvimento do projeto, a escolha dos elementos que irão compor o sistema, até a apresentação dos resultados do projeto desenvolvido.

Na Seção 5, será apresentada uma análise da viabilidade econômica para a implantação do sistema fotovoltaico conectado à rede projetado. Por fim, na Seção 6 conclui-se este trabalho e apresenta recomendações para trabalhos futuros.

2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

Nesta seção será fornecida a fundamentação teórica para o trabalho desenvolvido, apresentando uma visão geral sobre o sistema de geração com painéis fotovoltaicos, os elementos básicos do sistema, as diretrizes para dimensionamento de todo o projeto e os fatores financeiros, que serão a base da análise econômica.

2.1 EFEITO FOTOVOLTAICO

A conversão da energia solar em energia elétrica é realizada através do efeito fotovoltaico, descoberto por Becquerel em 1839. Durante seus experimentos, Becquerel notou que certos materiais ao serem expostos à luz, eram capazes de produzir corrente elétrica devido à diferença de potencial entre as extremidades. Em 1954 foram construídas as primeiras células fotovoltaicas modernas com uma eficiência de conversão de apenas 6%.

A crise do petróleo de 1973 renovou e ampliou o interesse em aplicações terrestres para energia solar. Com o fim da crise, o novo fator que serviu de incentivo para a indústria das células fotovoltaicas foi o fortalecimento do movimento de defesa ao meio ambiente.

Hoje, o maior desafio que ainda limita o desenvolvimento do setor é o alto custo da tecnologia. No entanto, o desenvolvimento das novas tecnologias poderá provocar reduções significativas no custo dos módulos fotovoltaicos.

A *European Photovoltaic Industry Association* (EPIA) publicou um roteiro que avança as perspectivas da indústria fotovoltaica para as próximas décadas. Prevendo um crescimento

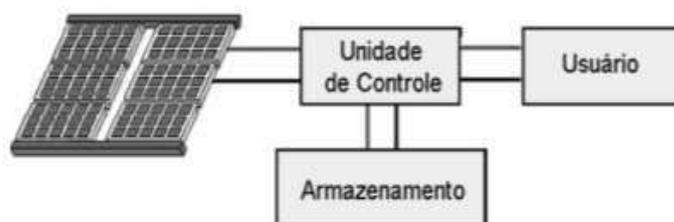
do mercado semelhante ao dos últimos anos (superior a 30% por ano) e uma redução nos custos proporcional ao crescimento de painéis instalados. Ainda segundo o relatório publicado pela EPIA, do ponto de vista tecnológico a ênfase será dada à redução de custos através da redução da matéria-prima (silício) utilizada por unidade de potência instalada, usando células mais finas ou produzidas diretamente em fita.

2.2 ELEMENTOS BÁSICOS DE UM SISTEMA FOTOVOLTAICO

Os sistemas fotovoltaicos podem ser classificados quanto às suas formas de aplicação, a mais conhecida destas classificações divide os sistemas fotovoltaicos em dois, os conectados e não conectados à rede, também conhecidos como sistemas *On-Grid* e *Off-Grid*.

Os sistemas fotovoltaicos normalmente possuem quatro componentes principais: painéis solares, controladores de carga, inversores, banco de baterias e estruturas metálicas. Entretanto, de forma geral os sistemas fotovoltaicos obedecem a uma configuração básica na qual, o sistema deverá ter uma unidade de controle de potência e também uma unidade de armazenamento, conforme é mostrado na Figura 1.

Figura 1– Configuração Básica de um Sistema Fotovoltaico.



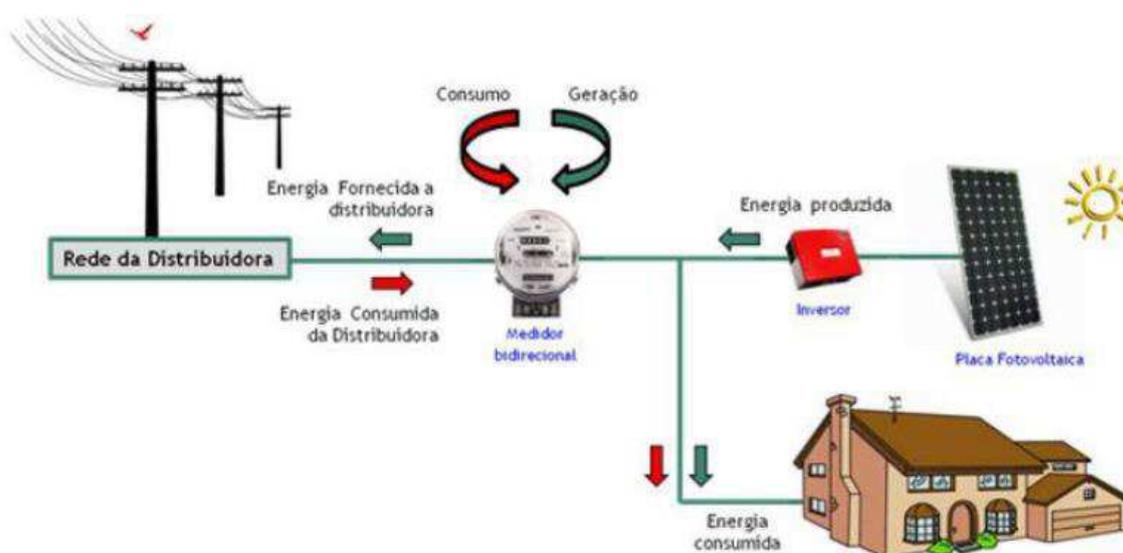
Fonte: CRESESB, 2017.

Os sistemas conectados à rede utilizam grandes números de painéis fotovoltaicos, e não utilizam armazenamento de energia, pois toda a geração é entregue diretamente na rede. Estes sistemas representam uma fonte complementar ao sistema elétrico de grande porte ao qual está conectada. Todo o arranjo é conectado em inversores e logo em seguida interligado diretamente na rede. Portanto, de forma geral, os sistemas fotovoltaicos conectados à rede possuem 3

elementos principais: painéis solares, inversores e o medidor bidirecional. Na Figura 2 pode-se observar o diagrama esquemático de um sistema fotovoltaico conectado à rede elétrica.

Os sistemas fotovoltaicos conectados à rede são instalados para fornecer energia ao consumidor, que pode utilizar a rede elétrica da concessionária para complementar a energia demandada e, caso haja excedente, é compensada com a energia injetada na rede elétrica gerando créditos nas faturas de energia. Este sistema é conhecido como *net-metering*.

Figura 2 – Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede.

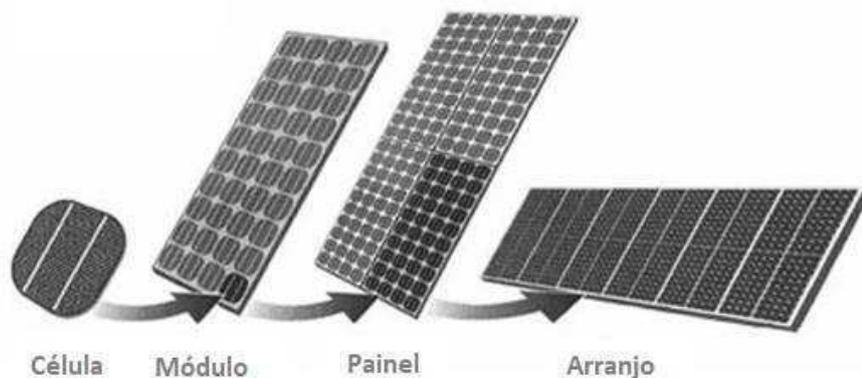


Fonte: Climatizare (Disponível em: <<http://www.climatizare.com.br>>).

2.2.1 MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

A tecnologia fotovoltaica utiliza células semicondutoras. A célula fotovoltaica é a unidade básica do sistema fotovoltaico, possui alguns centímetros em tamanho e produz aproximadamente 1 W. Para obter uma maior potência várias células são conectadas em série e paralelo, sendo então denominado painel solar (módulo solar). Um array (arranjo) solar é composto por um grupo de painéis fotovoltaicos eletricamente conectados em série e paralelo para gerar determinadas corrente e tensão. Na Figura 3 ilustra-se os componentes de um array solar.

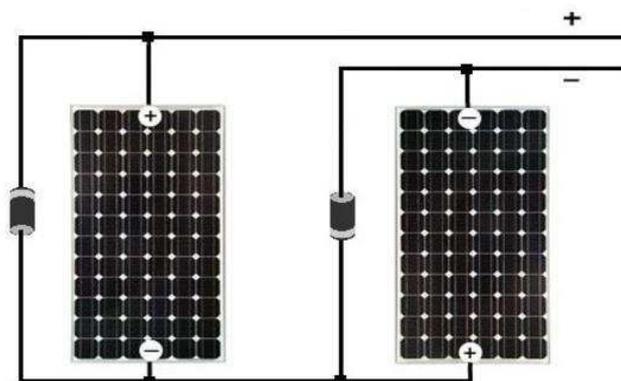
Figura 3 - Componentes de um Array Solar.



Fonte: (Disponível em:< <https://www.cmhc-schl.gc.ca/>>).

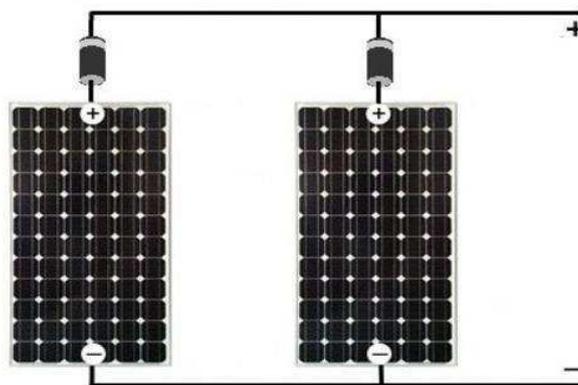
A associação em série das células é realizada ligando o terminal positivo de uma célula no terminal negativo da outra e assim sucessivamente. Neste caso, a corrente será igual à corrente de cada módulo individual, mas a tensão total será igual ao somatório das tensões de cada módulo. A corrente de uma única célula é aproximadamente 6,0 A. Normalmente, este tipo de arranjo é o mais utilizado. Por outro lado, a associação em paralelo permite conectar os terminais de duas ou mais células em um ponto comum, de modo que os terminais positivos sejam ligados em um ponto e os negativos em outro ponto. A corrente final é a soma das correntes individuais de cada célula, porém a tensão final é a mesma de uma única célula, aproximadamente 0,7 V. Nas Figuras 4 e 5 mostra - se como são realizadas as associações em série e em paralelo, respectivamente.

Figura 4 - Painéis Solares Conectados em Série.



Fonte: MppSolar (Disponível em: < <http://www.mpptsolar.com>>).

Figura 5 - Painéis Solares Conectados em Paralelo.



Fonte: MppSolar (Disponível em: < <http://www.mpptsolar.com>>).

2.2.2 CÉLULA FOTOVOLTAICA

A célula fotovoltaica converte luz diretamente em eletricidade através do efeito fotoelétrico. O efeito fotoelétrico é o potencial elétrico desenvolvido entre dois materiais distintos quando a junção comum entre eles recebe radiação de fótons.

A célula fotovoltaica pode ser comparada à junção PN de um diodo. Quando essa junção absorve luz, a energia dos fótons absorvidos é transferida ao material criando portadores de carga que são separados na junção.

A maioria dos sistemas de energia solar fotovoltaica instalados atualmente utilizara tecnologia baseada em silício (Si). O silício utilizado em painéis solares assume as mais variadas formas, no entanto, a principal diferença é a sua pureza, pois quanto mais alinhadas estiverem as suas moléculas, mais eficiente será a conversão de luz solar em energia elétrica.

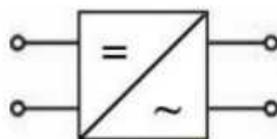
A eficiência dos painéis depende diretamente da pureza do silício, porém os processos utilizados para otimizar sua pureza são onerosos e impactam diretamente no preço do painel solar, pois o silício bruto purificado e tratado corresponde a cerca de 45% do custo total de um painel solar convencional que utiliza a tecnologia de silício cristalino.

2.2.3 INVERSOR

O inversor, em especial aqueles utilizados para aplicações em módulos solares, converte a corrente contínua (CC) que é gerada pelo painel fotovoltaico em corrente alternada (CA) em uma dada frequência, para que então cargas CA possam ser alimentadas em um sistema *stand alone* (isolado) ou para que a energia gerada possa ser disponibilizada à rede elétrica em um sistema *grid-tie* (conectada à rede).

O inversor, então, é o equipamento que se responsabiliza por estabelecer a conexão entre os módulos fotovoltaicos e a carga ou rede elétrica, convertendo o sinal elétrico CC proveniente do gerador em um sinal elétrico CA, ajustando também frequência e o nível de tensão necessário (FIGUEIRA, 2014). A simbologia deste equipamento pode ser observada na Figura 6.

Figura 6 - Símbolo Elétrico de um Inversor.



Fonte: FIGUEIRA, 2014.

O inversor utilizado neste projeto, e que é comumente utilizado em SFCR (sistemas fotovoltaicos conectados à rede), são conhecidos como inversores *grid-tie*, de forma que a energia produzida é inserida diretamente na rede. Durante a noite, o sistema necessitará da energia da rede para se alimentar, já que os painéis não produzirão energia neste momento. Todo este processo será realizado pelo inversor automaticamente, sem a necessidade de o usuário intervir (FIGUEIRA, 2014).

Assim todos os equipamentos elétricos, o inversor também possui suas características para serem especificadas. Algumas características que devem ser consideradas na especificação de um inversor são apresentadas a seguir:

- Potência;
- Tensão de operação (CC/CA);
- Capacidade de surto;
- Número de fases (monofásico ou trifásico);
- Forma de onda;
- Frequência;
- Fator de potência.

O dimensionamento do inversor depende de fatores como a potência do gerador fotovoltaico, as características dos módulos utilizados, características ambientais e topologia da instalação. A escolha de um inversor de capacidade adequada equivale a um menor custo para o projeto, sem impactar na quantidade de energia e na confiabilidade do sistema.

2.2.4 MEDIDOR BIDIRECIONAL

O medidor bidirecional mede a energia gerada em excesso que é injetada na rede da concessionária. Mede também a energia consumida da rede, quando o sistema não está gerando, tendo como exemplo, à noite. Na Figura 7 é mostrada a imagem do Medidor bidirecional.

Para uma instalação solar, é necessária a troca do medidor convencional para um modelo com leitura bidirecional, que registra tanto o consumo da unidade consumidora como a produção da central geradora. Resumidamente, este equipamento fará a contabilização da energia ativa consumida pela unidade consumidora no fluxo direto e fará contabilização da energia ativa injetada na rede de distribuição, no fluxo reverso, e emite o faturamento em função da diferença destas 2 variáveis.

Figura 7 - Medidor Bidirecional.



Fonte: Suncorp (Disponível em:< <https://www.suncorp.com.br>>).

2.3 RESOLUÇÃO NORMATIVA NO 687/2015 DA ANEEL

A Resolução Normativa nº 482, de abril de 2012 (corrigida pela RN N° 687/2015) regulamenta o Sistema de Compensação de Energia, que permite ao consumidor a instalar de pequenos geradores em sua unidade consumidora e a troca de energia com a distribuidora local. A regra é válida para geradores que utilizem fontes incentivadas de energia (hídrica, solar, biomassa, eólica e cogeração qualificada). Os sistemas fotovoltaicos que se enquadram na classificação de micro e minigeração são regulamentados pela Resolução e devem atender aos Procedimentos de Distribuição (PRODIST), e às normas de acesso das distribuidoras locais.

Tem-se no Artigo 2º desta resolução as seguintes definições:

- 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 (Agência Nacional de Energia Elétrica), ou fontes renováveis de energia elétrica, conectada na rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras;
- Minigeração Distribuída: Central geradora de energia elétrica, com potência instalada superior a 75 kW e menor ou igual a 3 MW para fontes híbridas 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;

- Sistema de Compensação de Energia Elétrica: Sistema no qual a energia ativa injetada por unidade consumidora com microgeração ou minigeração distribuída é cedida, por meio de empréstimo gratuito, à distribuidora local e posteriormente compensada com o consumo de energia elétrica ativa;
- Geração Compartilhada: Reunião de consumidores, dentro da mesma área de concessão ou permissão, por meio de consórcio ou cooperativa, composta por pessoa física ou jurídica, que possua unidade consumidora com microgeração ou minigeração distribuída em local diferente das unidades consumidoras nas quais a energia excedente será compensada;
- Autoconsumo Remoto: Unidades consumidoras de titularidade de uma mesma Pessoa Jurídica, incluídas matriz e filial, ou Pessoa Física que possua unidade consumidora com microgeração ou minigeração distribuída em local diferente das unidades consumidoras, dentro da mesma área de concessão ou permissão, nas quais a energia excedente será compensada.

De acordo com a Resolução, a energia que é vendida à distribuidora local irá gerar um crédito na fatura do consumidor nos meses subsequentes. Os créditos poderão ser utilizados em um prazo de 36 meses e as informações estarão na fatura do consumidor, a fim de que ele saiba o saldo de energia e tenha o controle sobre a mesma.

O consumidor que instalar micro ou minigeração distribuída será responsável inicialmente pelos custos de adequação do sistema de medição necessário para implantar o sistema de compensação. Após a adaptação, a distribuidora será responsável pela manutenção e pela eventual substituição dos equipamentos.

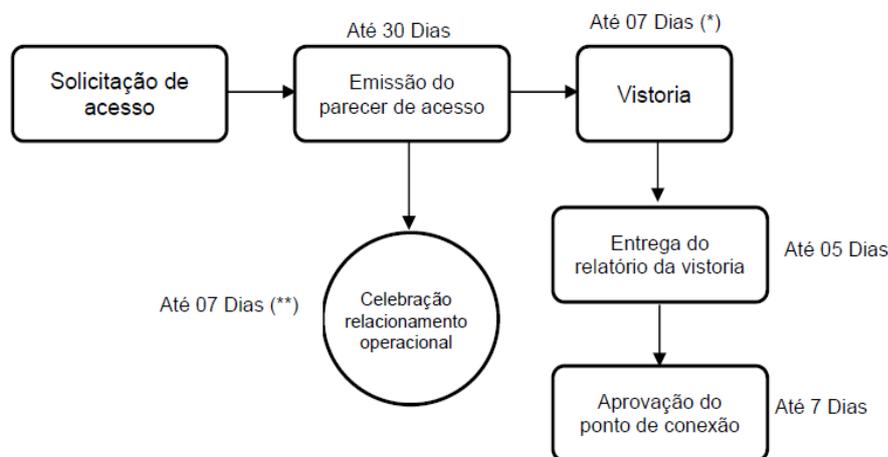
2.4 NORMA DE DISTRIBUIÇÃO UNIFICADA – NDU 013

A norma de distribuição unificada NDU 013 da Energisa, concessionária do local escolhido para o projeto de geração solar fotovoltaica, estabelece os critérios e procedimentos técnicos exigidos pela concessionária, para conexão de consumidores atendidos em baixa tensão que façam a adesão ao sistema de compensação de energia, conforme as recomendações regulatórias existentes para o assunto no setor elétrico nacional.

Os procedimentos de acesso estão detalhados no Módulo 3 dos Procedimentos de Distribuição – PRODIST (ANEEL). Os procedimentos consistem nas várias etapas necessárias para a obtenção de acesso de Microgeradores ao sistema de distribuição da Energisa. Aplicam-se tanto a novos acessantes quanto à alteração de carga/geração. Para a viabilização do acesso ao sistema elétrico é necessário o cumprimento das etapas de solicitação de acesso e parecer de acesso. Essas etapas são apresentadas de forma sucinta na Figura 8.

Após a conclusão das obras necessárias para início da operação do sistema, o acessante deverá solicitar formalmente o pedido de vistoria à concessionária esta tem prazo de até 7 dias para cumprir a solicitação. Ocorrida a vistoria, a concessionária deve liberar o relatório de vistoria no prazo máximo de até 5 dias e, em seguida, liberar ponto de acesso no prazo máximo de até 7 dias. Caso existam pendências a serem corrigidas, estas serão listadas no relatório de vistoria e devem ser sanadas. Neste caso o acessante deve solicitar nova vistoria seguindo os mesmos prazos.

Figura 8 - Etapas de acesso de Microgeradores ao Sistema de Distribuição Energisa.



(*) a partir da solicitação de vistoria por parte do acessante.

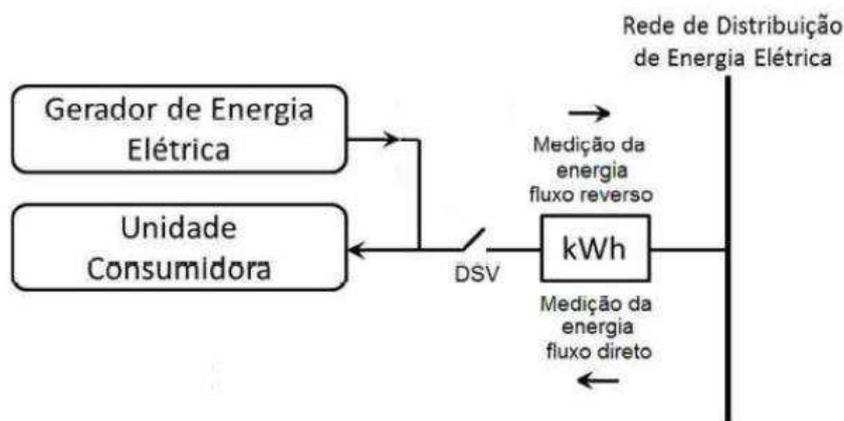
(**) a partir da aprovação do ponto de conexão.

Fonte: NDU 013 (Disponível em: < <http://www.energisa.com.br/Normas>>).

Depois de aprovado o ponto, um profissional habilitado da concessionária fará a troca do medidor convencional por um bidirecional, dando início ao funcionamento do sistema de geração própria. Os custos referentes à diferença de valores entre medidor bidirecional e o convencional devem ser arcados pelo acessante e poderão ser descontados na fatura de energia.

Na Figura 9 apresenta-se a disposição do medidor bidirecional instalado no padrão de entrada da unidade consumidora.

Figura 9 - Disposição Simplificada do Medidor Bidirecional.



Fonte: NDU 013 (Disponível em: < <http://www.energisa.com.br/Normas> >)

2.5 CLASSIFICAÇÃO DOS CONSUMIDORES

No Brasil, as unidades consumidoras são classificadas em dois grupos tarifários: Grupo A, que tem tarifa binômia e Grupo B, que tem tarifa monômia. O agrupamento é definido, principalmente, em função do nível de tensão em que são atendidos e também, como consequência, em função da demanda.

As unidades consumidoras atendidas em tensão abaixo de 2.300 volts são classificadas no Grupo B (baixa tensão). Em geral, estão nesta classe as residências, lojas, agências bancárias, pequenas oficinas, edifícios residenciais, grande parte dos edifícios comerciais e a maioria dos prédios públicos federais, uma vez que, na sua maioria são atendidos nas tensões de 127 ou 220 volts.

O Grupo B é dividido em subgrupos, de acordo com a atividade do consumidor, conforme apresentados a seguir:

- Subgrupo B1 - residencial e residencial baixa renda;
- Subgrupo B2 - rural e cooperativa de eletrificação rural;

- Subgrupo B3 - demais classes: industrial, comercial, serviços e outras atividades, poder público, serviço público e consumo próprio;
- Subgrupo B4 - iluminação pública.

Os consumidores atendidos em alta tensão, acima de 2.300 volts, como indústrias, shopping centers e alguns edifícios comerciais, são classificados no Grupo A. Esse grupo é subdividido de acordo com a tensão de atendimento, como mostrado a seguir.

- Subgrupo A1 para o nível de tensão de 230 kV ou mais;
- Subgrupo A2 para o nível de tensão de 88 a 138 kV;
- Subgrupo A3 para o nível de tensão de 69 kV;
- Subgrupo A3a para o nível de tensão de 30 a 44 kV;
- Subgrupo A4 para o nível de tensão de 2,3 a 25 kV;
- Subgrupo A5 para sistemas subterrâneos.

3 DIRETRIZES PARA O PROJETO DE SISTEMAS DE GERAÇÃO FOTOVOLTAICO CONECTADO À REDE

As etapas para a elaboração do projeto e conseqüentemente dimensionamento de um sistema fotovoltaico conectado à rede são definidas nos tópicos dessa Seção, assim como a teoria necessária para o desenvolvimento desse trabalho.

3.1 LEVANTAMENTO ADEQUADO DO RECURSO SOLAR

A primeira etapa do projeto de sistemas conectados à rede é conhecer a radiação global incidente sobre os painéis, que podem ser especificados em termos de valores instantâneos do fluxo de potência, conhecidos como irradiância ou valores de energia por unidade de área chamados de irradiação. A forma mais comum de apresentação dos dados de radiação é através de valores médios mensais de energia acumulada ao longo de um dia.

Nas estimativas de produção de energia elétrica, é útil ignorar os efeitos de variação da irradiância a cada instante e considerar a totalidade da energia elétrica convertida em intervalos horários. Como há uma forte linearidade entre a produção de energia e a irradiação horária, este conceito pode ser estendido, gerando uma forma bastante conveniente de se expressar o valor acumulado de energia solar ao longo de um dia: o número de Horas de Sol Pleno (HSP). Esta grandeza, segundo Pinho e Galdino, autores do *Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos, 2014*, 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 a energia disponibilizada pelo Sol no local em questão, acumulada ao longo de um dado dia. O número de horas de sol pleno é calculado como apresentado na equação (1).

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

Para um melhor aproveitamento da potência que pode ser gerada pelo painel fotovoltaico, é importante que a instalação seja feita em ótimas orientações e localização, para tanto deve-se observar os seguintes aspectos:

- A distância dos painéis a objetos ou edificações que possam projetar sombra sobre o mesmo;
- A orientação dos módulos que, no hemisfério sul devem ser orientados de modo que a parte frontal esteja direcionada para o norte geográfico, embora o norte magnético possa ser utilizado sem introduzir erros significativos; enquanto no hemisfério norte, deve-se orientar painel para o sul geográfico;
- A inclinação do painel em relação ao plano horizontal, que deve ser calculada utilizando-se como referência a latitude do local onde o painel será instalado.

Depois de ser definida a posição do painel, é necessário calcular o ângulo de inclinação que o mesmo deve ter em relação ao solo. Para conseguir um melhor aproveitamento da radiação solar incidente, os módulos deverão estar inclinados em relação ao plano horizontal num ângulo que variará conforme a latitude do local, de acordo com os valores apresentados na Tabela 1, embora pequenos desvios nesta inclinação possam ser admitidos.

Tabela 1 - Ângulo de Inclinação dos Painéis de Acordo com a Latitude do Local.

Latitude (°)	Ângulo de Inclinação
0 a 4	10 graus
5 a 20	Latitude + 5 graus
21 a 45	Latitude + 10 graus
46 a 65	Latitude + 15 graus
66 A 75	80 graus

Fonte: Solar terra – Soluções em Energia Alternativa.

3.2 LEVANTAMENTO DO CONSUMO DE ENERGIA ELÉTRICA

Consumo de energia elétrica é a quantidade de potência elétrica (kW) consumida em um intervalo de tempo, expresso em quilowatt-hora (kWh). No caso de um equipamento elétrico o valor é obtido através do produto da potência do equipamento pelo seu período de utilização e, em uma instalação residencial, comercial ou industrial, através da soma do produto da demanda medida pelo período de integração.

O consumo de energia elétrica de uma edificação pode ser encontrado a partir do histórico de faturas da edificação. Caso não se tenha esse histórico, pode-se estimar o consumo de acordo com a previsão dos equipamentos a serem utilizados.

Como em SFCR não se tem a preocupação com a redução da geração ou com a falta da mesma, pois a concessionária funciona como uma espécie de *back-up*, o dimensionamento de todo o projeto é feito pela quantidade de energia que se deseja gerar.

3.3 DIMENSIONAMENTO DO GERADOR FOTOVOLTAICO

A potência de um microgerador que compõe um sistema fotovoltaico conectado à rede (SFCR) pode ser calculada pela Equação 2, onde se pode escolher uma fração da demanda de energia elétrica consumida que se pretende suprir com o SFCR. Essa equação diz respeito a potência necessária para suprir a demanda energética.

$$P_{FV}(W_P) = \frac{E}{\overline{TD} \cdot HSP}, \quad (2)$$

em que, P_{FV} é potência de Pico do Painel fotovoltaico [Wp]; E é o consumo médio diário anual da empresa [Wh/dia]; HSP é a média das Horas de Sol Pleno incidente no plano do painel fotovoltaico [h/dia] e TD é a Taxa de desempenho, normalmente entre 0,7 e 0,8 [adimensional].

Segundo Pinho e Galdino o desempenho de um sistema fotovoltaico é tipicamente medido pela taxa de desempenho (TD), definida como a relação entre o desempenho real do sistema sobre o desempenho máximo teórico possível. Diante de alguns estudos, chegou-se à conclusão que, para sistemas fotovoltaicos conectados à rede residenciais bem ventilados e não sombreados, sob condições de radiação solar encontradas no Brasil pode-se obter uma taxa de desempenho entre 70 e 80%.

3.4 DIMENSIONAMENTO DO INVERSOR

O dimensionamento do inversor depende de alguns fatores como: a potência do gerador fotovoltaico; as características elétricas dos módulos; as características ambientais; a topologia da instalação. Deve-se ter cuidado no dimensionamento do inversor, pois deve ser feito de tal modo que não seja nem pouco utilizado nem sobrecarregado. Utilizando-se um inversor de menor capacidade (menor custo) para um mesmo gerador fotovoltaico sem impactar na quantidade de energia e na confiabilidade do sistema, a energia tende a ter menor custo.

3.4.1 AVALIAÇÃO DO FDI

O FDI (Fator de Dimensionamento do Inversor) representa a relação entre a potência nominal na saída do inversor e a potência de pico do gerador fotovoltaico, como é mostrado na Equação 3

$$FDI = \frac{P_{Nca}(W)}{P_{FV}} \quad (3)$$

Sendo:

FDI : Fator de Dimensionamento do inversor (adimensional);

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

P_{FV} : Potência de pico do painel fotovoltaico (WP).

O FDI depende do inversor escolhido, da tecnologia do módulo, da orientação e inclinação do painel, das condições ambientais e deve ser ajustado de modo a se obter a melhor relação custo/benefício. Os fabricantes e instaladores recomendam a seguinte faixa: $0,75 < FDI < 1,05$.

3.4.2 CÁLCULO DA TENSÃO DE ENTRADA DO INVERSOR

A tensão de entrada do inversor é a soma das tensões dos módulos conectados em série. As condições extremas de inverno e verão deverão ser utilizadas no dimensionamento devido a uma forte dependência da tensão em relação à temperatura.

A máxima tensão de entrada deve ser encontrada com cuidado e atenção, pois ela nunca deve ser ultrapassada, sendo este um dos maiores riscos de ser danificar o equipamento.

Segundo Pinho e Galdino, 2014, o máximo número de módulos em série que pode ser conectado ao inversor é calculado pela equação (4),

$$n^{\circ} \text{ de módulos em série} \cdot V_{ocTmin} < V_{imáx} \cdot \quad (4)$$

Sendo:

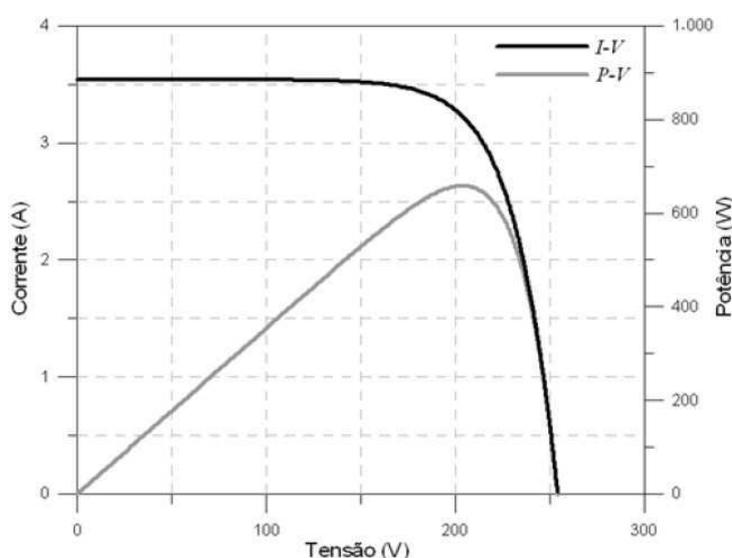
$V_{ocTmin}(V)$: Tensão em circuito aberto de um módulo fotovoltaico em sua menor temperatura de operação prevista;

$V_{imáx}$: Máxima tensão c.c. admitida pela entrada do inversor.

3.4.3 SEGUIMENTO DO PONTO DE POTÊNCIA MÁXIMA (SPPM)

Um gerador fotovoltaico submetido a uma irradiância solar uniforme (sem sombreamentos parciais) e sem células ou módulos defeituosos tem curva P-V com formato semelhante à apresentada na Figura 10, na qual existe um único ponto com derivada nula, ou seja, onde atinge-se um máximo. Este ponto particular da curva é o chamado P_{PM} , ponto de potência máxima, no qual o produto da corrente pela tensão tem seu valor máximo.

Figura 10 - Curvas I-V e P-V de um Gerador Fotovoltaico.



Fonte: PINHO E GALDINO, 2014.

Sombreamentos parciais provocados por árvores e edificações próximas, além de folhas ou sujeiras depositadas sobre a superfície dos módulos, podem provocar distorções na curva característica do gerador fotovoltaico. Assim sendo, é conveniente que haja um mecanismo de controle eletrônico que observe continuamente as modificações na curva I-V e atue sobre a eletrônica do inversor, de modo a manter o gerador fotovoltaico operando na tensão correspondente à tensão de máxima potência, maximizando a transferência de potência e evitando perdas nas células. Este processo é o chamado de seguimento do ponto de máxima potência (SPPM).

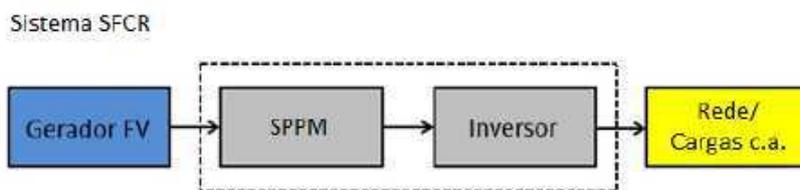
Um seguidor de ponto de máxima potência deve apresentar as seguintes características:

- Precisão: implica em medidas de corrente e tensão de qualidade;

- Eficácia: ser capaz de encontrar o ponto de potência máxima;
- Rapidez: deve adaptar-se com presteza às variações bruscas de irradiância causadas, por exemplo, por nuvens passageiras.

A localização de um SPPM, quando incluído em um sistema fotovoltaico, depende da característica elétrica da carga, que pode ser alimentada em c.c ou em c.a. Desta forma, o controle SPPM poderá atuar integrado ao inversor. A figura 11 mostra um exemplo de um sistema conectado à rede que utiliza SPPM (PINHO E GALDINO, 2014, p.243).

Figura 11 – Exemplo de um Sistema Fotovoltaico que utiliza SPPM.



Fonte: PINHO E GALDINO, 2014.

3.4.4 FAIXA DE TENSÃO DE OPERAÇÃO DO SPPM DO INVERSOR

O número de módulos ligados em série deve resultar em tensões com amplitudes dentro da faixa de tensão do SPPM do inversor. No Brasil, durante o verão, a temperatura dos módulos pode atingir valores superiores a 70°C, e com isso tem-se a redução da tensão c.c. do sistema. Então, deve-se avaliar se o SFCR possui número suficiente de módulos conectados em série, de modo que a tensão do painel seja superior à mínima tensão de SPPM do inversor. Da mesma forma, para períodos frios, a tensão de potência máxima da série fotovoltaica na mínima temperatura de operação prevista deve ser inferior a tensão máxima de operação do SPPM do inversor. (PINHO E GALDINO, 2014, p.334)

$$\frac{V_{iSPPMmín}}{V_{mpTmáx}} < n^{\circ} \text{ de módulos em série} < \frac{V_{iSPPMmáx}}{V_{mpTmín}} \quad (5)$$

Sendo:

$V_{iSPPMmin}$: Mínima Tensão c.c. de operação do SPPM do inversor (V);

V_{mpTmax} : Tensão de potência máxima (Vmp) de um módulo fotovoltaico na maior temperatura de operação prevista (V);

$V_{iSPPMmax}$: Máxima tensão c.c. de operação do SPPM do inversor (V);

V_{mpTmin} : Tensão de potência máxima (Vmp) de um módulo fotovoltaico na menor temperatura de operação prevista (V);

3.4.5 CORRENTE MÁXIMA C.C. DO INVERSOR

O inversor possui uma corrente máxima de entrada c.c. e deve-se garantir que este valor não seja ultrapassado, então calcula-se o número máximo de fileiras das séries fotovoltaicas ligadas em paralelo por meio da Equação 6

$$n^{\circ} \text{ máximo de fileiras em paralelo} = \frac{I_{imáx}}{I_{sc}} \quad (6)$$

Sendo:

$I_{imáx}$ (A) : Corrente máxima c.c. admitida na entrada do inversor;

I_{sc} (A): Corrente de curto circuito do módulo fotovoltaico nas STC (*Standard test conditions*).

3.5 DIMENSIONAMENTO DOS CABOS E PROTEÇÕES

A NBR 5410 deve ser utilizada para a escolha da bitola do cabeamento adequada para os condutores em função do comprimento do ramal, da tensão nominal e do nível de perdas pretendido. É importante que os cabos utilizados nessas instalações estejam preparados para suportar as diversas condições climáticas.

Os critérios técnicos de dimensionamento de condutores elétricos são as aplicações dos diversos itens da NBR 5410 relativos a escolha de um condutor. Os seis critérios da norma são:

seção mínima; capacidade de condução de corrente; queda de tensão; sobrecarga; curto circuito; proteção contra choques elétricos. Para considerar um circuito completa e corretamente dimensionado, é necessário realizar os seis cálculos citados anteriormente, cada um resultando em uma seção e considerar como seção final aquela que é a maior dentre todas as obtidas

As proteções são dimensionadas de forma similar aos relacionados com sistemas elétricos em geral, apenas com um cuidado especial para o que vem antes do inversor, que opera em corrente contínua, logo, deve-se escolher os dispositivos que trabalhem em corrente contínua.

4 ESTUDO DE CASO

No estudo de caso será desenvolvido o dimensionamento de um sistema fotovoltaico conectado à rede elétrica para o suprimento da demanda de energia elétrica na empresa Laboratório Patologia F. DINIZ, empresa situada na cidade de Campina Grande - PB. Posteriormente será feita a simulação do sistema com a utilização do software PVSol.

Na Figura 13 é apresenta a fachada da edificação para qual será feito o dimensionamento do sistema fotovoltaico.

Figura 12 - Fachada da Unidade Consumidora Interessada no Projeto.



Fonte: Próprio Autor.

4.1 LEVANTAMENTO DO RECURSO SOLAR

Foi feito o levantamento dos valores de irradiação solar sobre a localidade onde a empresa está instalada, afim de medir a disponibilidade solar para o sistema.

Utilizou-se a base de dados da ferramenta SunData, fornecida no site da CRESESB, que se destina ao cálculo da irradiação média mensal em qualquer ponto do território nacional. A ferramenta busca por localidades próximas por meio das coordenadas geográficas (latitude e longitude) do ponto de interesse e fornece os valores de irradiação solar, em kWh/m².dia no plano horizontal e com o ângulo de inclinação igual à latitude.

A empresa está localizada na cidade de Campina Grande, PB, cujas coordenadas em latitude e longitude são: (-7.21 S, -35.88 O).

Após a inserção dos dados no sistema, obteve-se os valores médios de irradiação solar por mês, conforme ilustrada na Tabela 2

Tabela 2 - Valores de Irradiação Solar Diária Média Mensal no Período de 12 meses.

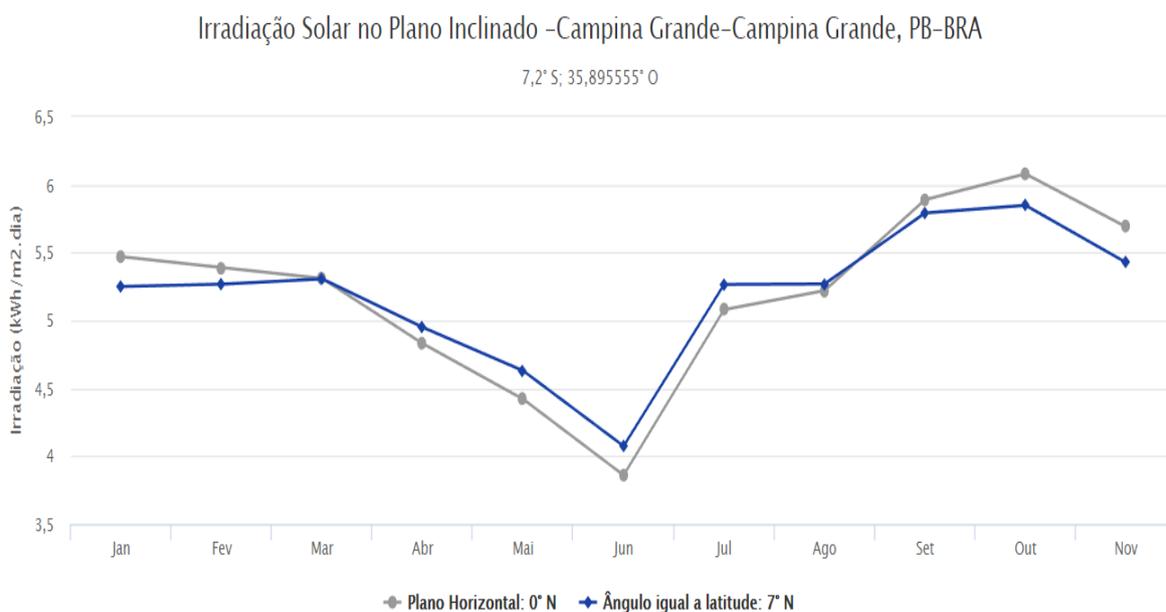
Cálculo no Plano Inclinado								
Estação: Campina Grande								
Município: Campina Grande, PB - BRA								
Latitude: 7,2° S								
Longitude: 35,895555° O								
Distância do ponto de ref. (7,13° S; 35,53° O):2,6km								
Ângulo	Inclinação	Irradiação solar diária média mensal [kWh/m ² /dia] (Continua)						Jun.
		Jan.	Fev.	Mar.	Abr.	Mai		
Plano Horizontal	0° N	5,47	5,39	5,31	4,83	4,42	3,86	
Ângulo igual a latitude	7° N	5,25	5,27	5,31	4,95	4,63	4,07	

Ângulo	Inclinação	Irradiação solar diária média mensal [kWh/m ² /dia] (Conclusão)						
		Jul.	Ago.	Set.	Out.	Nov.	Dez.	Média
Plano Horizontal	0° N	3,83	5,08	5,22	5,89	6,08	5,69	5,09
Ângulo igual a latitude	7° N	4,07	5,27	5,27	5,79	5,85	5,43	5,09

Fonte: SunData – CRESESB, 2017.

A ferramenta SunData também disponibiliza o gráfico comparativo da irradiação solar mensal no plano horizontal e no plano inclinado, que pode ser visto na Figura 14. É importante ressaltar que a irradiância pode variar significativamente em curtos intervalos de tempo, especialmente em dias com nuvens por isso é importante ignorar os efeitos da variação a cada instante e considerar a totalidade.

Figura 13 - Gráfico da Irradiação Solar Mensal no Plano Horizontal e no Plano Inclinado.



Fonte: SunData – CRESESB, 2017.

Para facilitar cálculos futuros, utilizou-se a Equação 1 para encontrar o número de horas de sol pleno (HSP). O valor que é inserido no denominador refere-se a média aritmética entre a média anual para o plano horizontal e para a inclinação equivalente à latitude, que resultou em 5,09 kWh/m².dia como pode ser visto na equação 7.

$$HSP = \frac{5,09[kWh/m^2.dia]}{1[kW/m^2]} = 5,09 [h/dia] \quad (7)$$

4.2 LEVANTAMENTO DO CONSUMO DE ENERGIA ELÉTRICA

Definiu-se a média de consumo mensal de energia elétrica referente ao período de 12 meses, agosto de 2016 até julho de 2017. O histórico de consumo da empresa foi levantado pelo histórico de faturas mensais emitidas pela distribuidora local (Energisa Borborema), e pode ser visto na Tabela 3.

A partir dos dados do histórico de consumo da unidade consumidora, obteve-se o gráfico anual do consumo de energia elétrica em kWh, que pode ser visto na Figura 15. É importante ressaltar que o maior consumo observado na empresa acontece entre os meses de março e junho. No Brasil no mês de junho se inicia o inverno, conseqüentemente observa-se uma redução da incidência solar a partir desse período.

O consumo médio mensal da empresa no período analisado foi obtido por meio da média aritmética da soma de todos os consumos dividido pelo número de meses, este consumo resultou no valor de 1.408 kWh/mês, que também pode ser encontrado discriminado da fatura de energia elétrica.

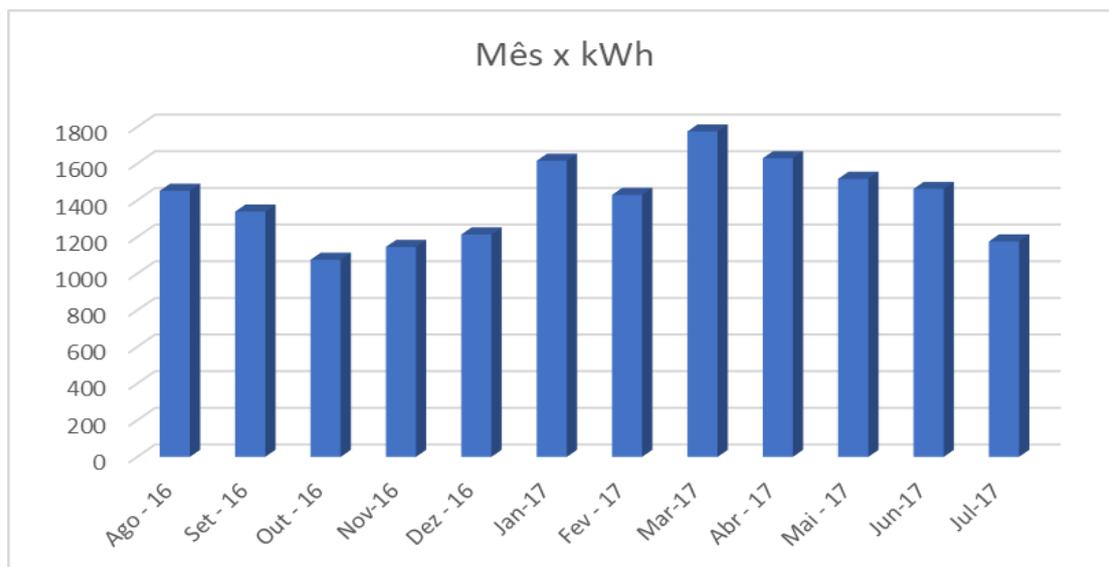
O consumo médio diário observado durante o ano é de 47 kWh/dia, foi calculado levando em consideração a quantidade de dias para a próxima leitura esses valores são disponibilizados no próprio site da distribuidora local (Energisa Borborema) e se encontram na Tabela 3.

Tabela 3 - Histórico de Consumo Mensal da Unidade Consumidora.

Ano	Mês	Consumo (kWh)	Qtd. Dias
2016	Agosto	1.452	28
2016	Setembro	1.339	33
2016	Outubro	1.076	29
2016	Novembro	1.146	31
2016	Dezembro	1.214	31
2017	Janeiro	1.616	30
2017	Fevereiro	1.430	28
2017	Março	1.776	33
2017	Abril	1.630	28
2017	Maio	1.518	31
2017	Junho	1.463	29
2017	Julho	1.176	33

Fonte: Próprio Autor.

Figura 14 - Consumo Anual da Unidade Consumidora.



Fonte: Próprio Autor.

4.3 DIMENSIONAMENTO DO GERADOR FOTOVOLTAICO

Para calcular a potência do gerador fotovoltaico, tem-se os seguintes dados: HSP sendo 5,09 h/dia; Consumo médio diário anual da empresa sendo 47 kWh/dia; a taxa de desempenho, segundo Pinho e Galdino 2014, para o Brasil varia de 0,7 a 0,8, então adotou-se TD 0,75 que é um valor médio. De posse desses dados, a potência de pico do Painel fotovoltaico é de 12,3 kWp para suprir toda a demanda da empresa, como pode ser visto na Equação 8,

$$P_{fv}(Wp) = \frac{47 \left[\frac{kWh}{dia} \right]}{5,09 \left[\frac{h}{dia} \right] \cdot 0,75} = 12,3 [kWp] \quad (8)$$

4.3.1 NÚMERO DE PAINÉIS FOTOVOLTAICOS

Para calcular o número de painéis fotovoltaicos necessários para suprir a demanda de 12,3 kWp determinou-se o modelo do painel a ser utilizado. Adotou-se o modelo policristalino de alta eficiência de 265 W de potência máxima. Cada unidade fotovoltaica ocupa 1,61 m².

A partir da divisão entre o valor em Wp e o valor da potência máxima fornecida por cada painel fotovoltaico em Watts concluiu-se que são necessários 46 painéis fotovoltaicos de 265 W para suprir a demanda energética da edificação em estudo.

Foram escolhidos módulos fotovoltaicos do fabricante Canadian Solar 60 Cells 265Wp -SI, cujas especificações técnicas encontram-se na Tabela 4. Todas as especificações dos painéis fotovoltaicos utilizados são encontradas no Anexo A.

Tabela 4 - Especificações Técnicas do Painel Canadian Solar 60 Cells 265 W P-SI.

Dados Elétricos	
Máxima Potência (P _{máx})	265W
Tensão de Máxima Potência (V _{mp})	30,6V
Corrente de Máxima Potência (I _{mp})	8,66A
Tensão de Circuito Aberto (V _{oc})	37,7 V
Corrente de Curto-Circuito (I _{sc})	9,23A
Tensão Máxima do Sistema	1000 _{Vdc}
Eficiência (η)	16,19%
Características Térmicas	
Temperatura Nominal da Célula	45± 2 °C
Coeficiente de Temperatura (P _{MÁX})	-0,41 % / °C
Coeficiente de Temperatura (V _{OC})	-0,31 % / °C
Coeficiente de Temperatura (I _{SC})	0,053 % / °C
Faixa de Temperatura em Funcionamento	-40°C ~ +85°C
Dados Técnicos	
Tipo de Célula	Silício Policristalino
Arranjo das Células	60 (6 x 10)
Dimensões	1650x992x40 mm
Peso	18,2 kg
Proteção Frontal	3,2 mm vidro temperado

Fonte: Canadiansolar (Disponível em: <<https://www.canadiansolar.com>>).

Como o sistema será conectado à rede, não há a necessidade de suprir toda a demanda da unidade consumidora. Dessa forma, será considerado o sistema com 28 painéis fotovoltaicos de 265 W que está disponível no mercado nacional. Esses 28 painéis ocuparam uma área equivalente a 45,8 m².

Portanto, deverão ser utilizadas 28 placas fotovoltaicas, que irão produzir no total 7,42 kWp, atendendo as necessidades do consumo estimado.

4.4 DIMENSIONAMENTO DO INVERSOR

Foi escolhido um inversor modelo ABB PVI 6000-TL-OUTD-S, cujas especificações são encontradas do Anexo A.

Recapitulando o que foi citado na subseção 3.4.1, os valores ótimos de FDI situam-se entre 0,75 e 1,05, onde o FDI representa a relação entre a potência nominal c.a. do inversor (W) e a potência de pico do gerador fotovoltaico (Wp), como mostrada na Equação 9.

$$FDI = \frac{P_{Nca}(W)}{P_{FV}} = \frac{6000}{7420} = 0,81 \quad (9)$$

Observa-se que o valor do FDI calculado está dentro da faixa recomendada. As principais especificações do micro inversor encontram-se na Tabela 5.

Tabela 5 - Especificações do Inversor ABB PVI 6000-TL-OUTD-S.

Dados Técnicos	
Potência de saída nominal	6.000W
Máxima corrente de entrada ($I_{imáx}$)	36 A
Máxima corrente de saída ($I_{omáx}$)	30 A
Tensão de entrada	140 V – 600 V
Tensão de Saída	180 V – 264 V
Faixa de Tensão do SPPM	180 V – 530 V
Eficiência (η)	97%

Fonte: Manual ABB string inverters PVI 6000-TL-OUTD.

Para fins de dimensionamento do inversor, além de atender aos requisitos do FDI, deve-se satisfazer a Equação 5, cuja finalidade é fazer com que os números de módulos conectados em série mantenham-se no intervalo de tensão do SPPM do inversor.

Os valores de $V_{mpTmáx}$ e $V_{mpTmín}$ presentes da Equação 5, foram calculados a partir da Equação 10, que trata sobre o efeito causado na tensão dos painéis com a variação temperatura.

$$V_{OC}(T) = V_{OCPADRÃO} \cdot (1 + \beta \cdot (t - 25)) \quad (10)$$

Sendo: β o coeficiente de variação da tensão de circuito aberto com a temperatura, que é dado por: $\beta = \frac{\Delta V_{OC}}{\Delta T}$, t a temperatura máxima e mínima suportada no modulo fotovoltaico, dados fornecidos nas especificações técnicas do painel fotovoltaico.

Sabendo ainda que no ano de 2017, a menor temperatura registrada na cidade de Campina Grande foi de 16 ° C, tomando por base a máxima temperatura de operação do painel fotovoltaico e a temperatura máxima que é atingida na região, estimou-se que a máxima temperatura suportável pelo painel foi de 80 ° C. De posse desses dados, calculou-se os valores de $V_{mpTmáx}$ e $V_{mpTmín}$, como pode ser visto nas Equações 11 e 12.

$$V_{mpTmín}(T = 16^{\circ}C) = 37,7 \cdot (1 + \left(-\frac{0,31}{100}\right) \cdot (16 - 25)) \quad (11)$$

$$V_{mpTmín}(T = 16^{\circ}C) = 38,75V$$

$$V_{mpTmáx}(T = 80^{\circ}C) = 37,7 \cdot (1 + \left(-\frac{0,31}{100}\right) \cdot (80 - 25)) \quad (12)$$

$$V_{mpTmáx}(T = 80^{\circ}C) = 31,27V$$

De posse dos valores de $V_{mpTmáx}$ e $V_{mpTmín}$ é possível calcular a faixa de valores para o número de módulos em série, como é mostrado na Equação 13.

$$\frac{180}{31,27} < N^{\circ} \text{módulos}_{\text{série}} < \frac{530}{38,75} \quad (13)$$

$$\frac{180}{31,27} < N^{\circ} \text{módulos}_{\text{série}} < \frac{530}{38,75}$$

$$5,75 < N^{\circ} \text{módulos}_{\text{série}} < 13,67$$

Portanto, a associação série dos painéis fotovoltaicos deve estar entre 6 e 14 módulos em série.

Além da associação em série, existe uma limitação quanto a associação em paralelo, pois o inversor fotovoltaico possui uma corrente máxima de entrada c.c. que não deve ser ultrapassada. Segundo a Equação 14, tem-se:

$$n^{\circ} \text{máximo de fileiras em paralelo} = \frac{I_{\text{imáx}}}{I_{\text{sc}}} = \frac{36}{9,32} = 3,86 \quad (14)$$

Portanto, o número máximo de fileiras que devem ser conectadas em paralelo é de aproximadamente 4 fileiras. Então, decidiu-se fazer o arranjo do sistema fotovoltaico com 2 strings paralelas, cada uma contendo no máximo 14 módulos em série.

Por último, deve-se verificar, de acordo com o arranjo escolhido, se o número de módulos em série satisfaz o limite máximo de tensão c.c. de entrada do inversor, a partir da Equação 15.

$$n^{\circ} \text{ de módulos em série} \cdot V_{\text{ocTmin}} < V_{\text{imáx}} \quad (15)$$

$$14 \cdot 37,7 \cdot \left(1 + \left(-\frac{0,31}{100}\right) \cdot (16 - 25)\right) < 600$$

$$542,5 < 600$$

4.5 DIMENSIONAMENTO DAS PROTEÇÕES

O princípio geral da proteção contra sobretensões transitórias é desviar as correntes de surto e reduzir o pico de tensão nos terminais do equipamento a ser protegido pela alteração transitória do circuito elétrico existente.

O inversor de corrente é a parte mais vulnerável do sistema, podendo ser danificado pelo acoplamento de correntes de surto causadas pelas descargas atmosféricas, por isso, os dispositivos de proteção devem ser instalados na entrada e saída dos inversores.

4.5.1 DIMENSIONAMENTO DAS PROTEÇÕES AC

Para o lado AC que se encontra após o inversor, para fins de dimensionamento do disjuntor, tomou-se por base a corrente de saída nominal do inversor que é 30 A.

Para tanto, selecionou-se o disjuntor tripolar da WEG MDW-B40-3, cujo valor da corrente nominal é de 40 A. As características técnicas do equipamento encontram-se no Anexo B.

4.5.2 DIMENSIONAMENTO DAS PROTEÇÕES CC

Para o lado CC, que se encontra entre os painéis e o inversor, para dimensionamento do disjuntor CC segue-se a mesma regra aplicada ao disjuntor AC. Foi dimensionado um disjuntor cujo valor da corrente nominal é de 40 A, escolheu-se o disjuntor da WEG MDW-B40-2 para garantir que a corrente que irá entrar no inversor não ultrapasse a corrente máxima de entrada do equipamento. As características técnicas do equipamento encontram-se no Anexo B.

4.6 SIMULAÇÃO E RESULTADOS

Com o objetivo de entender o quanto de energia será produzido pelo sistema projetado, foi feita a simulação do sistema fotovoltaico proposto. Para esta simulação foi utilizado o

software PVSol Premium 2017, fornecido gratuitamente e em português na web. O programa é um simulador fotovoltaico que simula todas as condições reais de uma instalação considerando as interferências de sombreamento, localização e radiação solar.

Na simulação realizada, foram utilizadas as coordenadas de latitude e longitude (-7.13 S, -35.53 O) e o histórico de consumo da empresa presente na Tabela 3. É importante salientar que os dados técnicos dos inversores e painéis solares foram fornecidos pelo próprio software, mas os fabricantes dos painéis e inversores utilizados no projeto são disponíveis na base de dados do software, assim como a sugestão da disposição dos módulos fotovoltaicos na edificação, o que reduz bastante a margem de erro quando comparado o sistema simulado e o projetado.

Os resultados referentes a geração de energia elétrica da simulação do sistema fotovoltaico apresentados pelo software se encontram na Tabela 6.

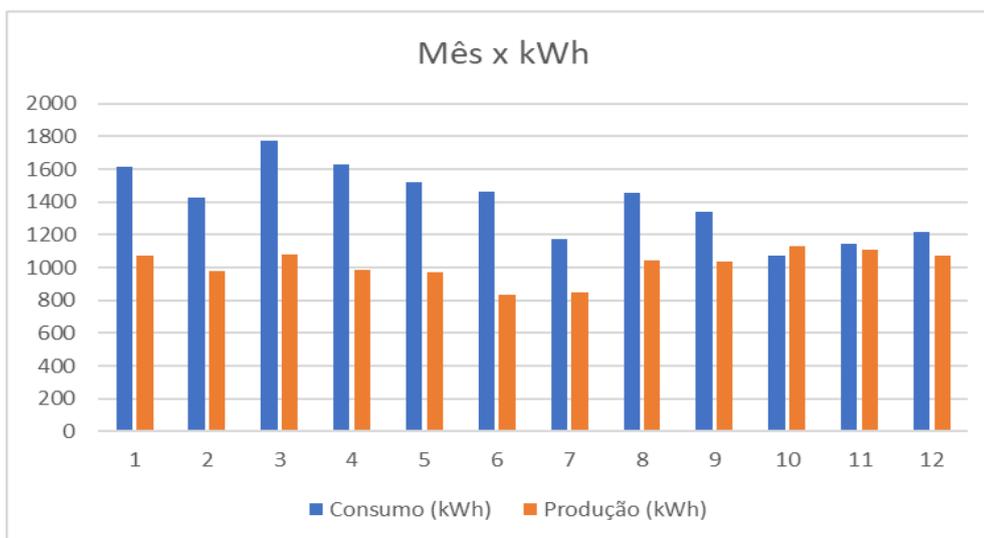
Tabela 6 - Energia Gerada pelo Sistema Fotovoltaico.

Nome	Consumo (kWh)	Produção de Energia (kWh)	Saldo
Janeiro	1616	1073,2	542.8
Fevereiro	1430	979,1	450.9
Março	1776	1080,4	695.6
Abril	1630	986,6	643.4
Mai	1518	973,7	544.3
Junho	1463	835,9	627.1
Julho	1176	851,1	324.9
Agosto	1452	1046,6	405.4
Setembro	1339	1037,2	301.8
Outubro	1076	1127,2	-51.2
Novembro	1146	1110,3	35.7
Dezembro	1214	1075,6	138.4
Soma	16836	12176,90	
Média	1408	1014.8	

Fonte: Fonte: Próprio Autor.

Ao se comparar a produção de energia anual do sistema fotovoltaico com o valor consumido pela empresa, que se encontra na Tabela 6, podemos obter a Figura 15.

Figura 15 - Comparativo da Energia Gerada pelo Sistema Fotovoltaico.



Fonte: Próprio Autor.

Por meio de uma análise mais detalhada percebe-se que a geração do sistema fotovoltaico é inferior a quantidade de energia consumida. Contudo, no mês onde a geração de energia do sistema é maior que a consumida pela empresa, a energia pode ser injetada na rede elétrica gerando créditos nas faturas de energia do consumidor nos meses subsequentes fornecida pela distribuidora local. Os créditos poderão ser utilizados em um prazo de 36 meses como diz a Norma Regulamentadora 687 de 2015 da ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica).

4.6.1 PVSOL

PVSol é um software amplamente utilizado para análise e dimensionamento de sistemas fotovoltaicos. A Figura 16 apresenta a tela inicial do software.

Na primeira tela é onde defini-se o tipo de sistema, que no caso do projeto dimensionado nesse relatório é um sistema fotovoltaico conectado à rede com consumidores elétricos. Além do tipo de sistema, nessa primeira página define-se os dados climáticos por meio da inserção da localidade onde o sistema será instalado e a tensão da rede elétrica.

Figura 16 - Definição do sistema, dados climáticos e rede.

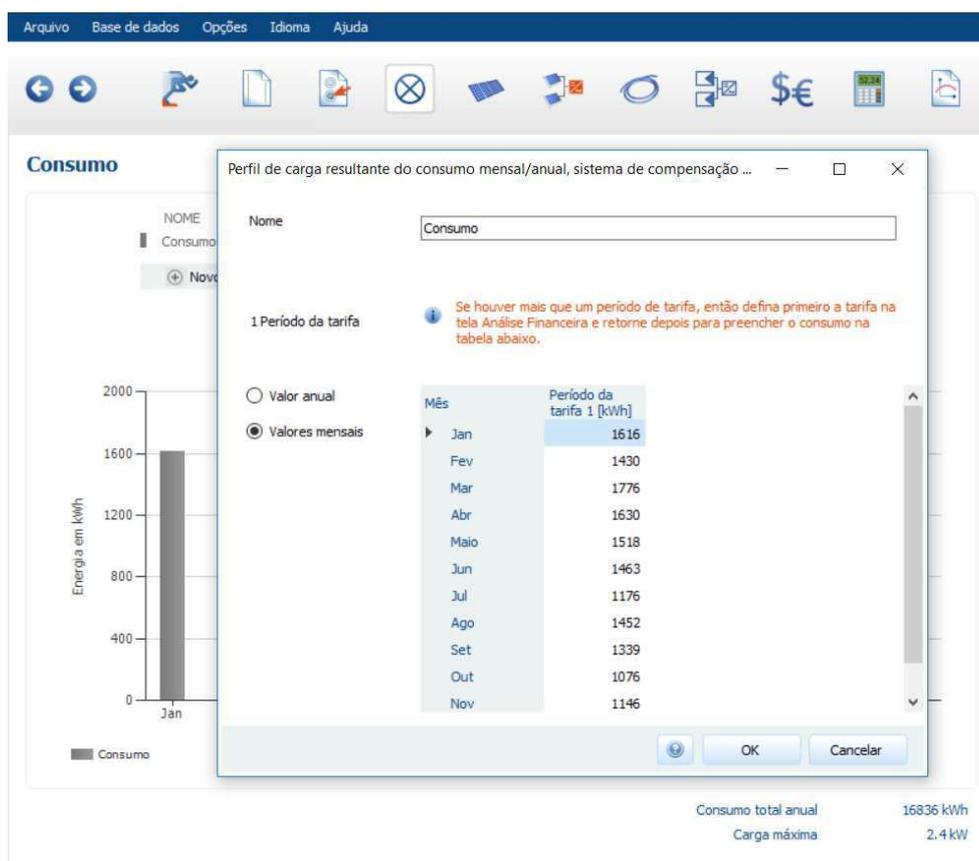
The screenshot displays the 'Tipo de sistema, clima e rede' (System type, climate and network) configuration window. The interface includes a menu bar (Arquivo, Base de dados, Opções, Idioma, Ajuda) and a toolbar with various icons. The main content area is divided into several sections:

- Tipo de sistema:** A dropdown menu is set to 'Sistema fv conectado à rede com consumidores elétricos'. Below it is a schematic diagram showing a PV array connected to an inverter, which is then connected to a grid with two kWh meters and a transformer.
- Tipo de modelagem:** A checkbox labeled 'Modelar sistema em 3D' is currently unchecked.
- Dados climáticos:**
 - País:** Brasil
 - Local:** Campina Grande
 - Latitude:** -7° 13' 1"
 - Longitude:** -35° 52' 58"
 - Fuso horário:** UTC-3
 - Período:** 2000 - 2009
 - Resolução:** Por hora
 - Soma anual da irradiação global:** 2043 kWh/m²
 - Média anual da temperatura:** 24,3 °C
 - [Parâmetros da simulação](#)
- Rede c.a.:**
 - Tensão (N-L1):** 230 V
 - Quantidade de fases:** 3-fase(s)
 - cos φ:** 1
 - Limitação da potência de injeção:** Não

Fonte: Pvsol Premium 2017.

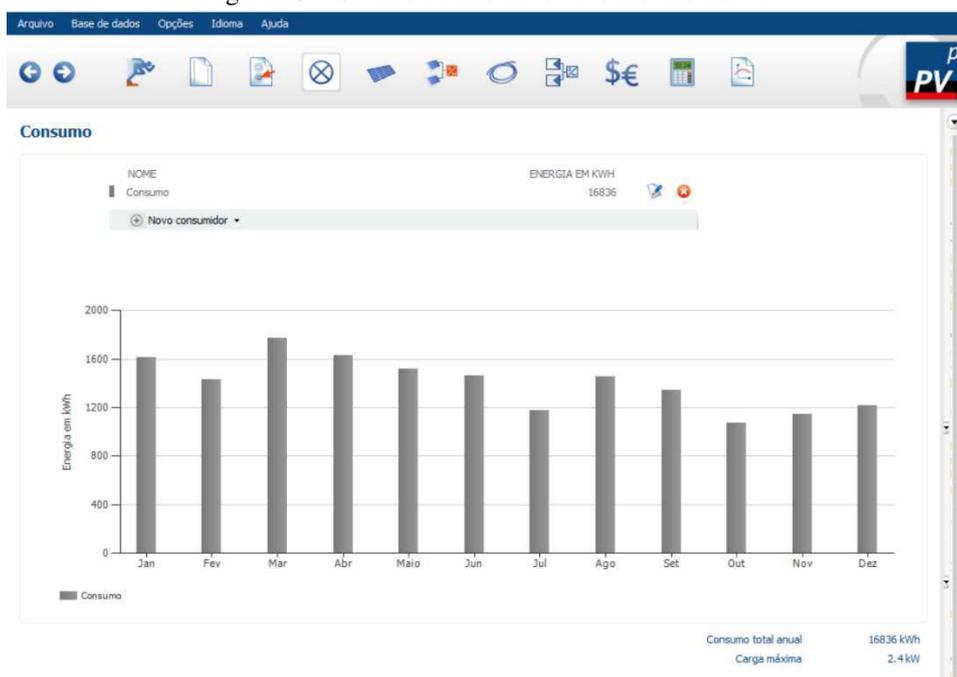
A segunda aba do software permite cadastrar o consumo de energia elétrica do cliente do último ano, como pode ser observado na Figura 17, essas informações conseguimos da fatura de energia da empresa. Após a inserção do consumo de energia para cada mês o software fornece a curva de consumo, como é mostrado na Figura 18.

Figura 17 - Consumo de Energia Elétrica do Cliente.



Fonte: Pvsol Premium 2017.

Figura 18 – Gráfico do Histórico de Consumo Anual.

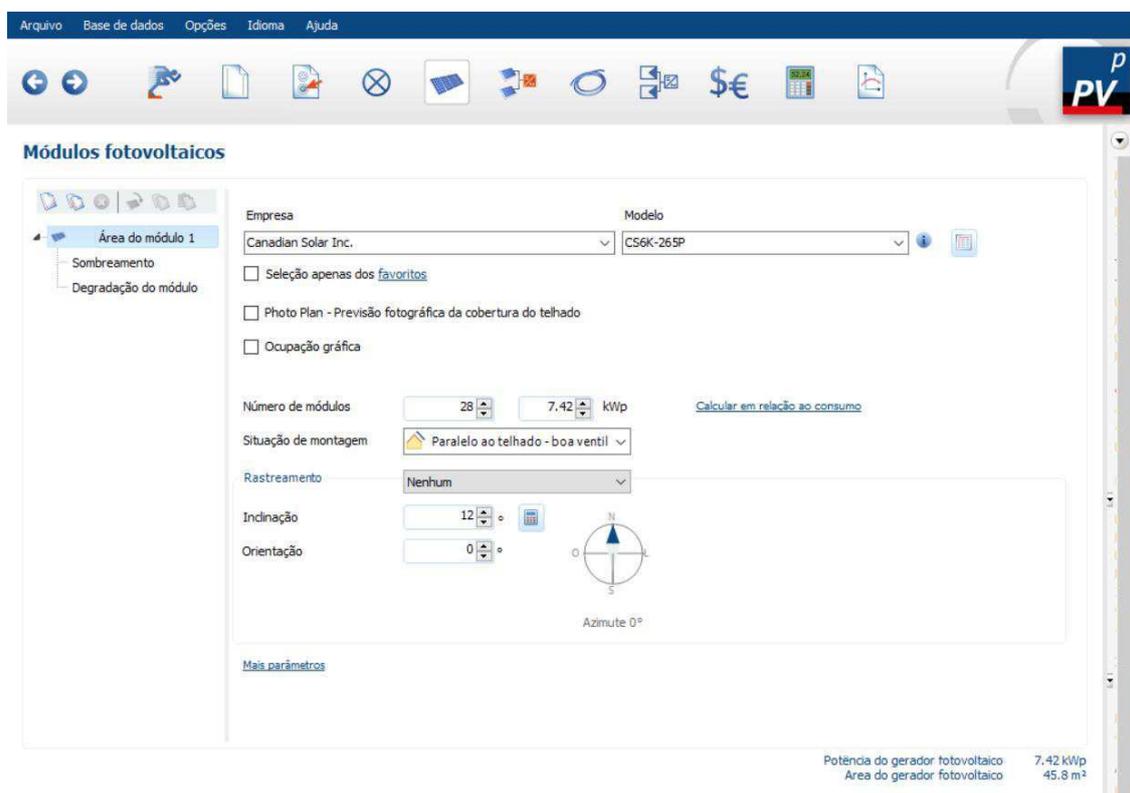


Fonte: Pvsol Premium 2017.

Na terceira aba do software, escolhe-se os módulos fotovoltaicos que serão utilizados para o dimensionamento do sistema. No projeto foram utilizados módulos do fabricante Canadian Solar 60 Cells 265 W P, que estão presentes na base de dados do PVSol.

Além do modelo dos módulos, nessa seção também são inseridos os dados sobre o número, inclinação e orientação dos módulos fotovoltaicos como também a potência do gerador fotovoltaico. Para o sistema projetado nesse relatório, definimos um total de 28 módulos e um sistema de 7,42 Wp. Conjuntamente fixa-se os módulos com inclinação de 12° (Latitude + 5°) e orientação 0°, diretamente para o norte. A introdução dos dados no PVSol está apresentada na Figura 19. É relevante expor também que o software concede a área mínima necessária para instalação do sistema.

Figura 19 – Definição dos Módulos Fotovoltaicos.



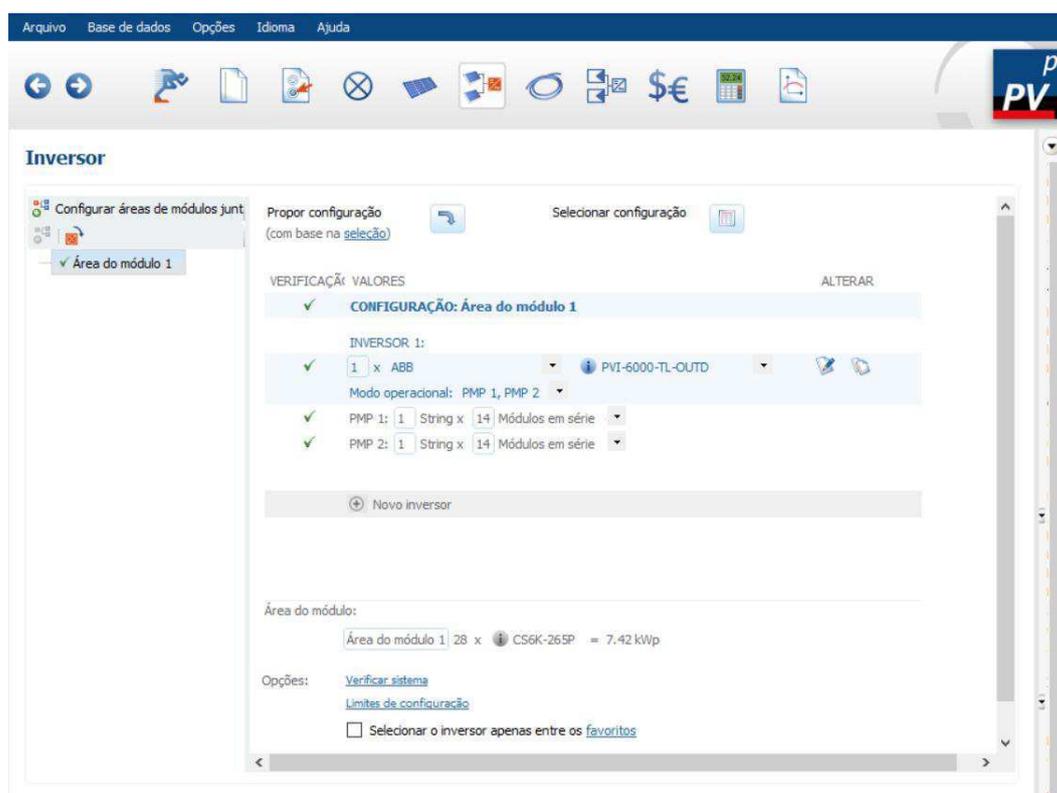
Fonte: Pvsol Premium 2017.

Na aba seguinte faz-se a escolha do inversor. O próprio PVSol escolhe o inversor mais adequado para o gerador dimensionado na aba anterior dentre os fornecidos pelo seu banco de dados. Entretanto, o fabricante do inversor escolhido para o projeto é fornecido como opção

na base de dados do software. Portanto foi redefinido o inversor para adequar-se com o utilizado no sistema calculado.

Foi feita a escolha do inversor do fabricante ABB, modelo PVI 6000-TL-OUTD, como mostrado na Figura 20. O software fornece ainda nessa seção a melhor disposição dos módulos fotovoltaicos que é 2 strings de 14 módulos em série.

Figura 20 - Escolha do inversor e Disposição dos módulos.



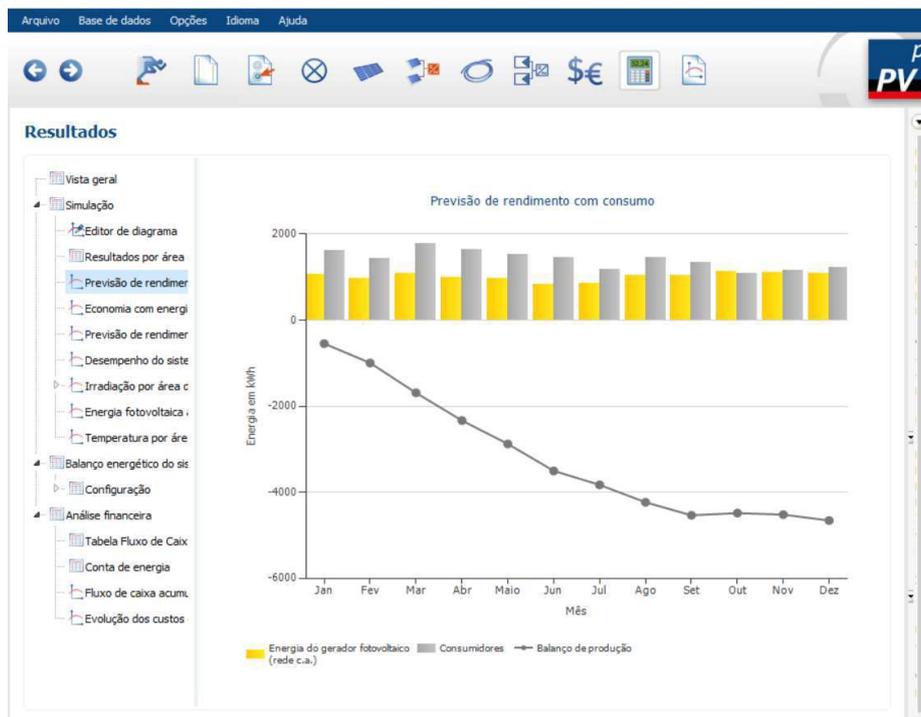
Fonte: Pvsol Premium 2017.

Por fim, na aba resultados são apresentados 2 gráficos, um de barras com a previsão de rendimento a cada mês do sistema simulado. As barras cinzas representam o consumo mensal da empresa que foi cadastrado no início. Já as barras amarelas representam a energia elétrica gerada pelo sistema. O segundo gráfico representa uma previsão de economia da conta de energia com a implantação do sistema fotovoltaico, como é mostrado nas Figuras 21 e 22 respectivamente.

O PVSol possui outras abas que fornecem funções como a análise dos parâmetros econômicos e financeiros do projeto, modelagem do sistema em 3D e diagrama do circuito.

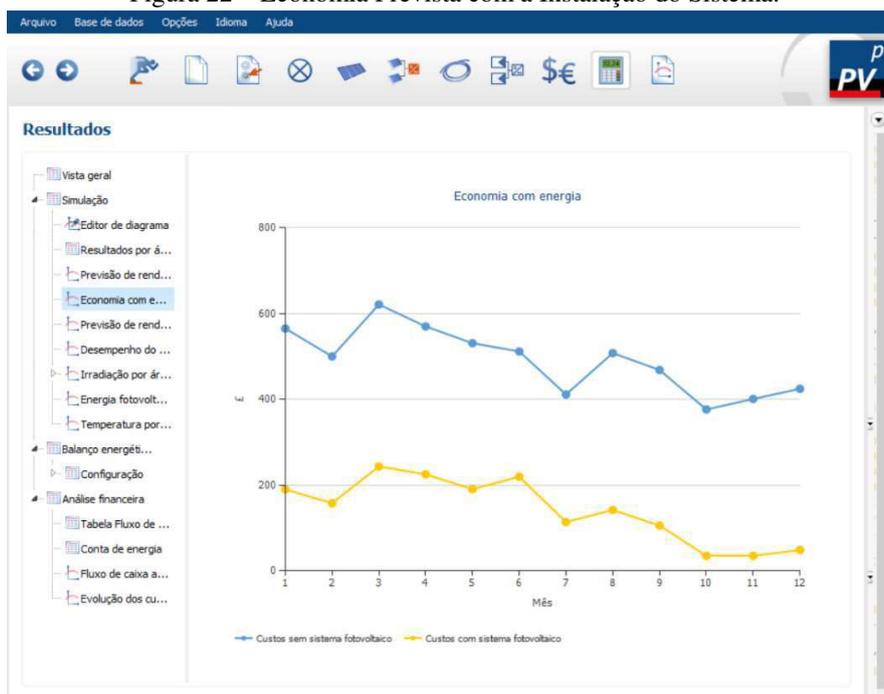
Entretanto no relatório foram descritas apenas as funções destinadas ao dimensionamento do sistema fotovoltaico.

Figura 21 - Previsão de Rendimento do Sistema Simulado.



Fonte: PVSol Premium 2017.

Figura 22 – Economia Prevista com a Instalação do Sistema.



Fonte: PVSol Premium 2017.

5 ANÁLISE DE VIABILIDADE FINANCEIRA

Algumas técnicas de análise financeira foram utilizadas para tomada de decisão de investimento no projeto. Essas técnicas fornecem quantitativos ao investidor, permitindo saber uma estimativa do tempo de retorno do investimento, do lucro ou prejuízo que o projeto pode proporcionar em toda sua vida útil.

O valor presente líquido (VPL), a taxa interna de retorno (TIR) e o payback são os métodos de análise econômica que foram aplicados no projeto e discutidos nesse relatório.

5.1 ORÇAMENTO DO SISTEMA NO MERCADO

Com os parâmetros do sistema fotovoltaico definidos, devemos escolher um sistema disponível no mercado para nosso projeto. A potência nominal necessária foi de 12,3 kWp para suprir toda a demanda da edificação que tem consumo médio mensal de 1408 kWh. No entanto, como o sistema será conectado à rede, não há a necessidade de suprir toda a demanda. Então, foi escolhido um sistema de 7,42 kWp.

Segundo a Bravo Energia, fornecedora consultada, o valor dos componentes e dos serviços para a execução do projeto baseado nos valores praticados no mercado estão listados na Tabela 7.

De acordo com a modalidade tarifária cobrada pela Energisa, distribuidora local, a empresa Patologia F. DINIZ se enquadra como consumidor do tipo B3, cuja tarifa é de 0,34366 R\$/kWh. Entretanto as faturas de energia elétrica têm custos além do consumo da energia propriamente dito. O consumidor paga pela compra de energia, a transmissão e a distribuição, além dos encargos e tributos determinados por lei (federais, estaduais e municipais), destinados ao poder público. Dessa maneira analisando o histórico de faturas da empresa a tarifa com impostos cobrada pela energia é de 0,6233 R\$/kWh.

Tabela 7- Orçamento do Sistema Fotovoltaico.

Item	Produto	Qtd	Preço Unitário	Valor da nota Fiscal
1	Canadian Solar 60 cells 265 W P-SI	28	R\$ 669,42	R\$ 18.743,76
2	Inversor ABB PVI 6000-TL-OUTD-S	1	R\$ 7.606,67	R\$ 7.606,67
3	Cabo Solar 6mm 1000V Preto	60	R\$ 5,60	R\$ 336,00
4	Cabo Solar 6mm 1000V vermelho	60	R\$ 5,60	R\$ 336,00
5	Proteção CC (String Box) e Proteção CA	1	R\$ 2.000,00	R\$ 2.000,00
6	Conectores MC4	8	R\$ 10,04	R\$ 80,32
7	Estrutura para fixação em alumínio	1	R\$ 3.640,00	R\$ 3.640,00
8	Projeto elétrico e regularização do gerador Junto a concessionária de distribuição de energia	-		R\$ 2.000,00
9	Serviço de montagem e instalação do Gerador	-		R\$ 6.500,00
TOTAL				R\$ 41.242,75

Fonte: Próprio Autor.

Para análise financeira considerou-se o reajuste anual de 6,5% ao ano nos próximos 25 anos subsequentes, pois um sistema fotovoltaico possui uma vida útil de aproximadamente 25 anos. Pode-se então utilizar métodos de engenharia econômica para analisar a viabilidade do projeto citado. Para as análises a seguir, faz-se as seguintes considerações:

- O projeto está orçamentado em R\$ 41.242,75;
- A Taxa Mínima de Atratividade (TMA) será 9,25%, mesmo valor previsto para a taxa SELIC para agosto de 2017;
- A inflação da Energia Elétrica será de 6,5%.

Com o auxílio do software Excel foram realizados os cálculos dos valores economizados mensal e anualmente com o ajuste anual da tarifa. Esses valores se encontram na Tabela 8. De posse desses valores, foi possível realizar o estudo sobre as técnicas de análise financeira.

Tabela 8 - Ajuste Anual da Tarifa em 6,5% e Valores Economizados.

t	Ano	Tarifa [R\$/kWh]	Economia Mensal [R\$]	Economia Anual [R\$]
1	2018	0,623	632,525	7590,298
2	2019	0,664	673,639	8083,667
3	2020	0,707	717,425	8609,106
4	2021	0,753	764,058	9168,698
5	2022	0,802	813,722	9764,663
6	2023	0,854	866,614	10399,366
7	2024	0,909	922,944	11075,325
8	2025	0,969	982,935	11795,221
9	2026	1,032	1046,826	12561,910
10	2027	1,099	1114,870	13378,435
11	2028	1,170	1187,336	14248,033
12	2029	1,246	1264,513	15174,155
13	2030	1,327	1346,706	16160,475
14	2031	1,413	1434,242	17210,906
15	2032	1,505	1527,468	18329,615
16	2033	1,603	1626,753	19521,040
17	2034	1,707	1732,492	20789,907
18	2035	1,818	1845,104	22141,251
19	2036	1,936	1965,036	23580,433
20	2037	2,062	2092,763	25113,161
21	2038	2,196	2228,793	26745,516
22	2039	2,339	2373,665	28483,975
23	2040	2,491	2527,953	30335,433
24	2041	2,653	2692,270	32307,236
25	2042	2,825	2867,267	34407,207

Fonte: Próprio Autor.

5.2 VALOR PRESENTE LÍQUIDO (VPL)

A primeira técnica de análise financeira a ser estudada é o VPL, que segundo Samanez, 2009, tem como finalidade calcular em termos de valor presente, o impacto dos investimentos futuros associados a uma alternativa de investimento, podendo ser definido pela Equação 11.

De forma simplificada, caso o resultado do VPL for positivo o projeto é viável, caso seja negativo é inviável.

$$VPL = -I + \sum_{t=1}^n \frac{FC_t}{(1+k)^t} \quad (11)$$

Sendo:

- FC_t – Fluxo de caixa no período t ;
- I – Investimento inicial;
- k – Custo de capital;
- t – Períodos onde o dinheiro está investido;
- n – Último período de investimento.

O cálculo do VPL encontra-se na Tabela 9.

Tabela 9 - Cálculo do VPL.

t	Ano	Tarifa [R\$/kWh]	Valor Presente
0			-41242,750
1	2018	0,623	6947,641
2	2019	0,664	7399,238
3	2020	0,707	7880,188
4	2021	0,753	8392,401
5	2022	0,802	8937,907
6	2023	0,854	9518,871
7	2024	0,909	1013,597
8	2025	0,969	10796,541
9	2026	1,032	11498,316
10	2027	1,099	12245,707
11	2028	1,170	13041,678
12	2029	1,246	13889,387
13	2030	1,327	14792,197
14	2031	1,413	15753,690
15	2032	1,505	16777,680
16	2033	1,603	17868,229
17	2034	1,707	19029,664
18	2035	1,818	20266,592
19	2036	1,936	21583,920
20	2037	2,062	22986,875
21	2038	2,196	24481,022
22	2039	2,339	26072,288
23	2040	2,491	27766,987
24	2041	2,653	29571,841
25	2042	2,825	31494,011
VPL			77828,81

Fonte: Próprio Autor.

5.3 TAXA INTERNA DE RETORNO (TIR)

A segunda técnica é a TIR, que segundo Samanez, é a taxa necessária para igualar o valor presente de um investimento com os seus respectivos saldos de caixa gerados em cada período. Resumidamente, o TIR representa um tributo que, se utilizado como taxa de atualização, obteria o $VPL = 0$, ou seja, o lucro líquido pagaria o investimento inicial na vida útil do projeto. Equação para calcular a TIR é dada por:

$$VPL = -I + \sum_{t=1}^n \frac{FC_t}{(1+k)^t} = 0 \quad (12)$$

Sendo:

FC_t – Fluxo de caixa no período t ;

I – Investimento inicial;

k – Custo de capital;

t – Períodos onde o dinheiro está investido;

n – Último período de investimento.

A tomada de decisão a partir da TIR, baseia-se na comparação com o custo de oportunidade de capital (k), dessa forma, tem-se:

- $TIR > k$, o projeto é economicamente viável;
- $TIR < k$, o projeto é economicamente inviável.

O cálculo da TIR foi obtido utilizando a função do Excel IRR que retorna a taxa interna de retorno para uma série de fluxos de caixa.

5.4 PAYBACK

O Payback é o tempo necessário para se obter o investimento inicial, ou seja, quando um investidor deseja saber quando vai ter o capital investido de volta o melhor método a ser utilizado é o payback. Existem dois tipos de payback, o simples e o descontado, em que a principal diferença entre eles é que o primeiro não leva em consideração o valor do dinheiro

no tempo. Resumidamente para um determinado negócio ser economicamente viável o mesmo deve ter um PB inferior ao seu tempo de vida útil.

O payback descontado consiste, basicamente, em determinar o valor de T na seguinte Equação 13.

$$I = \sum_{t=1}^T \frac{FC_t}{(1+k)^t} \quad (13)$$

Sendo:

I : Investimento inicial;

FC_t : Fluxo de caixa no período t;

t – Períodos onde o dinheiro está investido;

k : Custo de capital ou taxa de desconto ou taxa mínima de atratividade.

O payback descontado pode ser obtido analisando a Tabela 10.

Utilizando-se o software Excel e o fluxo de caixa elaborado para este projeto presente no Apêndice A, calculamos o VPL a TIR e o PB do projeto e chegamos aos seguintes resultados:

- O projeto tem VPL positivo de R\$ 77.828,81;
- O projeto apresenta uma TIR de 22.87 %, maior que o custo de oportunidade;
- O Payback descontado é de 6 anos e 4 meses.

Portanto todas as técnicas de análise financeira utilizadas apontam para a viabilidade do projeto elaborado.

Tabela 10 - Fluxo de Caixa Descontado.

t	Ano	Fluxo Desc.	Saldo
0		-41242,750	-41242,750
1	2018	6947,641	-34295,109
2	2019	6772,758	-27522,351
3	2020	6602,277	-20920,074
4	2021	6436,086	-14483,988
5	2022	6274,080	-8209,08
6	2023	6116,151	-2093,57
7	2024	5962,198	3868,440
8	2025	5812,119	9680,560
9	2026	5665,819	15346,378
10	2027	5523,201	20869,579
11	2028	5384,173	26253,752
12	2029	5248,645	31502,397
13	2030	5116,528	36618,925
14	2031	4987,736	41606,661
15	2032	4862,187	46468,848
16	2033	4739,798	51208,646
17	2034	4620,489	55829,135
18	2035	4504,184	60333,320
19	2036	4390,807	64724,126
20	2037	4280,283	69004,409
21	2038	4172,541	73176,950
22	2039	4067,512	77244,462
23	2040	3965,126	81209,587
24	2041	3865,317	85074,904
25	2042	3768,021	88842,925

Fonte: Próprio Autor.

6 CONCLUSÃO

Atualmente é dado grande incentivo à geração de energia a partir de fontes renováveis e a geração de energia fotovoltaica tem se destacado entre elas pelo fácil acesso desta energia por meio consumidores, embora ainda seja necessário um alto investimento inicial.

O presente trabalho desenvolveu o projeto e estudo da viabilidade econômica e técnica da implantação de painéis fotovoltaicos como opção para redução do consumo de energia elétrica convencional em uma empresa, o Laboratório Patologia F. DINIZ, que apresenta consumo médio mensal de 1408 kWh. O sistema de transformação de energia dimensionado é composto por 28 painéis fotovoltaicos, um inversor de corrente elétrica e uma *string* box.

O projeto apresentou período de retorno simples do investimento de 6 anos e 4 meses. Sendo a vida útil do conjunto de painéis fotovoltaicos de, em média, 25 anos o emprego da tecnologia na atualidade para as condições de estudo apresenta-se economicamente viável. É importante salientar ainda que o custo de investimento de um sistema solar ainda continua oneroso, apesar dos avanços tecnológicos alcançados, verificou-se que o investimento inicial do projeto é de R\$ 41.242,75.

Além do conhecimento vinculado à área de engenharia elétrica, foi possível conhecer mais o cenário econômico brasileiro relacionado à geração distribuída e adquirir conhecimento sobre a gestão de projetos tanto na parte técnica, como na parte financeira. É importante ressaltar ainda a importância das disciplinas da graduação Instalações Elétricas, Geração de Energia e Engenharia Econômica para o desenvolvimento desse projeto.

Acredita-se que os conhecimentos adquiridos com este trabalho possam ser aplicados e aperfeiçoados em sistemas de maior porte, demonstrando assim a importância e o suporte à formação acadêmica.

REFERÊNCIAS

PINHO, J. T., GALDINO, M. A., et al. **Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos**. CRESESB, 2014.

CRESESB. **Centro de Referência para Energia Solar e Eólica. Potencial Solar - SunData**. Disponível em: <<http://www.cresesb.cepel.br/>>. Acessado em: Julho de 2017.

MARINOSKI, D. L.; SALAMONI, I. T.; RUTHER, R. **Pré-dimensionamento de Sistema Solar Fotovoltaico: Estudo de caso do edifício-sede do CREA-SC**. São Paulo, 2009.

DANTAS, S. A. S. **Estudo de Caso de Viabilidade Econômica de Instalação de Sistema de Geração Solar Fotovoltaico**, 2015.

PVSOL. Disponível em:<<http://www.valentin-software.com/downloads>>. Acessado em: Julho de 2017.

ENERGISA. Disponível em: < <http://www.energisa.com.br/agenciavirtual/paginas/sua-fatura>>. Acessado em: Julho de 2017.

ENERGISA. Taxas, prazos e normas: tipos de tarifa. Nota técnica, Energisa, Paraíba. Disponível em:<http://www.energisa.com.br/Paginas/informacoes/taxas-prazos-e-normas/tipos-tarifas.aspx>. . Acesso Agosto de 2017.

ENERGISA. **Norma de Distribuição Unificada 013 – NDU 013**. Disponível em: <<http://www.energisa.com.br/>>. Acesso em: Agosto de 2017

ANEEL. **Resolução Normativa ANEEL n. 687, 2015**. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/cedoc-/bren2012482.pdf>>. Acessado Julho de 2017.

ANEEL. **Resolução Normativa ANEEL n. 482, de 17 de abril de 2012**. Disponível Em: <<http://www.aneel.gov.br/cedoc-/bren2012482.pdf>>. Acessado Julho de 2017.

Painel Solar Fotovoltaico Canadian CS6P 265P – Ficha Técnica. Disponível em <http://www.minhacasasolar.com.br/produto/painel-solar-de-265w-canadian-solar-cs6p-265p-78863>. Acesso em: Setembro de 2017

SOLARTERRA - Soluções em Energia Alternativa. **Curso Energia Solar Fotovoltaica**, 2008.

SAMANEZ, Carlos Patrício, **Engenharia econômica**. São Paulo: Pearson Prentice Hall, 2009.

BRAVO ENERGIA. Disponível em:< <http://www.bravoenergia.com/>>. Acesso em Setembro de 2017.

APÊNDICE A – FLUXO DE CAIXA

Fluxo de caixa é uma ferramenta que controla a movimentação financeira (as entradas e saídas de recursos financeiros), em um período determinado, de uma empresa.

Abaixo se encontra o fluxo de caixa para o projeto desenvolvido no estágio.

t	Ano	Tarifa [R\$/kWh]	Economia Mensal [R\$]	Economia Anual [R\$]	Valor Presente	Saldo	Fluxo Desc.	Saldo
0				-41242.75	-41242.75	-41242.75	-41242.75	-41242.75
1	2018	0.623	632.525	7590.298	6947.64	-34295.11	6947.64	-34295.11
2	2019	0.664	673.639	8083.667	7399.24	-26895.87	6772.76	-27522.35
3	2020	0.707	717.425	8609.106	7880.19	-19015.68	6602.28	-20920.07
4	2021	0.753	764.058	9168.698	8392.40	-10623.28	6436.09	-14483.99
5	2022	0.802	813.722	9764.663	8937.91	-1685.38	6274.08	-8209.91
6	2023	0.854	866.614	10399.366	9518.87	7833.50	6116.15	-2093.76
7	2024	0.909	922.944	11075.325	10137.60	17971.09	5962.20	3868.44
8	2025	0.969	982.935	11795.221	10796.54	28767.63	5812.12	9680.56
9	2026	1.032	1046.826	12561.910	11498.32	40265.95	5665.82	15346.38
10	2027	1.099	1114.870	13378.435	12245.71	52511.66	5523.20	20869.58
11	2028	1.170	1187.336	14248.033	13041.68	65553.33	5384.17	26253.75
12	2029	1.246	1264.513	15174.155	13889.39	79442.72	5248.64	31502.40
13	2030	1.327	1346.706	16160.475	14792.20	94234.92	5116.53	36618.92
14	2031	1.413	1434.242	17210.906	15753.69	109988.61	4987.74	41606.66
15	2032	1.505	1527.468	18329.615	16777.68	126766.29	4862.19	46468.85
16	2033	1.603	1626.753	19521.040	17868.23	144634.52	4739.80	51208.65
17	2034	1.707	1732.492	20789.907	19029.66	163664.18	4620.49	55829.14
18	2035	1.818	1845.104	22141.251	20266.59	183930.77	4504.18	60333.32
19	2036	1.936	1965.036	23580.433	21583.92	205514.69	4390.81	64724.13
20	2037	2.062	2092.763	25113.161	22986.87	228501.57	4280.28	69004.41
21	2038	2.196	2228.793	26745.516	24481.02	252982.59	4172.54	73176.95
22	2039	2.339	2373.665	28483.975	26072.29	279054.88	4067.51	77244.46
23	2040	2.491	2527.953	30335.433	27766.99	306821.86	3965.13	81209.59
24	2041	2.653	2692.270	32307.236	29571.84	336393.70	3865.32	85074.90
25	2042	2.825	2867.267	34407.207	31494.01	367887.72	3768.02	88842.92
				VPL	77828.81			
				TIR	22.87%			
				Payback Simples	5.2			
				Payback Desc.	6.4			

ANEXO A - ESPECIFICAÇÕES DOS MATERIAIS

Os módulos utilizados no projeto são do fabricante Canadian modelo CS6P de 265Wp. Sua folha de dados se encontra abaixo.







CS6K-260 | 265 | 270 | 275 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 16.80 %
-  No. 1 PTC High PTC rating of up to 91.89 %
-  Outstanding low irradiance performance: 96.5 %
-  IP67 junction box for long-term weather endurance
-  Heavy snow load up to 5400 Pa, wind load up to 2400 Pa

*Black frame product can be provided upon request.

25 years linear power output warranty

10 years product warranty on materials and workmanship

MANAGEMENT SYSTEM CERTIFICATES*

ISO 9001:2008 / Quality management system
 ISO/TS 16949:2009 / The automotive industry 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: VDE / CE / MCS
 UL 1703 / IEC 61215 performance: CEC listed (US)
 UL 1703: CSA / IEC 61701 ED2: VDE / IEC 62716: VDE / Take-e-way



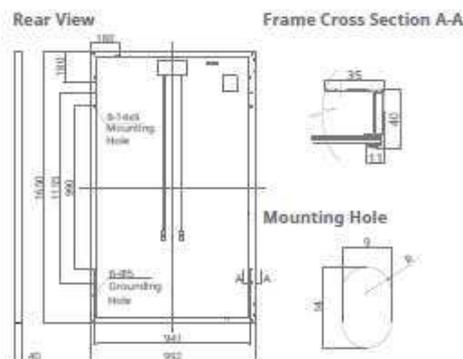
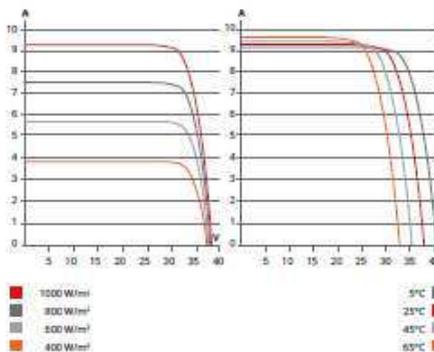





* As there are different certification requirements in different markets, please contact your local Canadian Solar sales representative for the specific certificates applicable to the products in the region in which the products are to be used.

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 15 GW deployed around the world since 2001, Canadian Solar Inc. (NAS-DAQ: 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)**CS6K-270P / I-V CURVES****ELECTRICAL DATA | STC***

CS6K	260P	265P	270P	275P
Nominal Max. Power (Pmax)	260 W	265 W	270 W	275 W
Opt. Operating Voltage (Vmp)	30.4 V	30.6 V	30.8 V	31.0 V
Opt. Operating Current (Imp)	8.56 A	8.66 A	8.75 A	8.88 A
Open Circuit Voltage (Voc)	37.5 V	37.7 V	37.9 V	38.0 V
Short Circuit Current (Isc)	9.12 A	9.23 A	9.32 A	9.45 A
Module Efficiency	15.88%	16.19%	16.50%	16.80%
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.

MECHANICAL DATA

Specification	Data
Cell Type	Poly-crystalline, 6 inch
Cell Arrangement	60 (6x10)
Dimensions	1650x992x40 mm (65.0x39.1x1.57 in)
Weight	18.2 kg (40.1 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 1000 V (UL), 1000 mm (39.4 in)
Per Pallet	26 pieces, 520 kg (1146.4 lbs) (quantity & weight per pallet)
Per container (40' HQ)	728 pieces

ELECTRICAL DATA | NOCT*

CS6K	260P	265P	270P	275P
Nominal Max. Power (Pmax)	189 W	192 W	196 W	199 W
Opt. Operating Voltage (Vmp)	27.7 V	27.9 V	28.1 V	28.3 V
Opt. Operating Current (Imp)	6.80 A	6.88 A	6.97 A	7.05 A
Open Circuit Voltage (Voc)	34.5 V	34.7 V	34.8 V	34.9 V
Short Circuit Current (Isc)	7.39 A	7.48 A	7.55 A	7.66 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.

TEMPERATURE CHARACTERISTICS

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

PERFORMANCE AT LOW IRRADIANCE

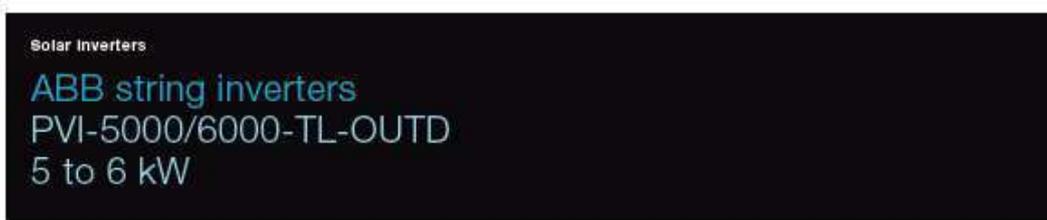
Outstanding performance at low irradiance, average relative efficiency of 96.5 % from an irradiance of 1000 W/m² to 200 W/m² (AM 1.5, 25°C).

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.

PARTNER SECTION

Os inversores utilizados para o dimensionamento do sistema são do fabricante ABB modelo PVI 6000-TL-OUTD-S. O datasheet se encontra abaixo.



Designed for residential and small commercial photovoltaic installations, this inverter fills a specific niche in the product line to cater for those installations producing between 5kW and 20kW.

This inverter has a dual input section to process two strings with independent Maximum Power Point Tracking (MPPT), high speed and precise MPPT algorithm for real-time power tracking and energy harvesting, as well as transformerless operation for high performance efficiencies of up to 97.0%.

Suitable for low power installations with reduced string size

The wide input voltage range makes the inverter suitable for low power installations with reduced string size. Flat efficiency curves ensure high efficiency at all output levels ensuring consistent and stable performance across the entire input voltage and output power range.

This outdoor inverter has been designed as a completely sealed unit to withstand the harshest environmental conditions.

Highlights

- Single phase output
- Transformerless topology
- Each inverter is set on specific grid codes which can be selected in the field
- Dual input section with independent MPPT tracking, allows optimal energy harvesting from two sub-arrays oriented in different directions

Power and productivity
for a better world™



Additional highlights

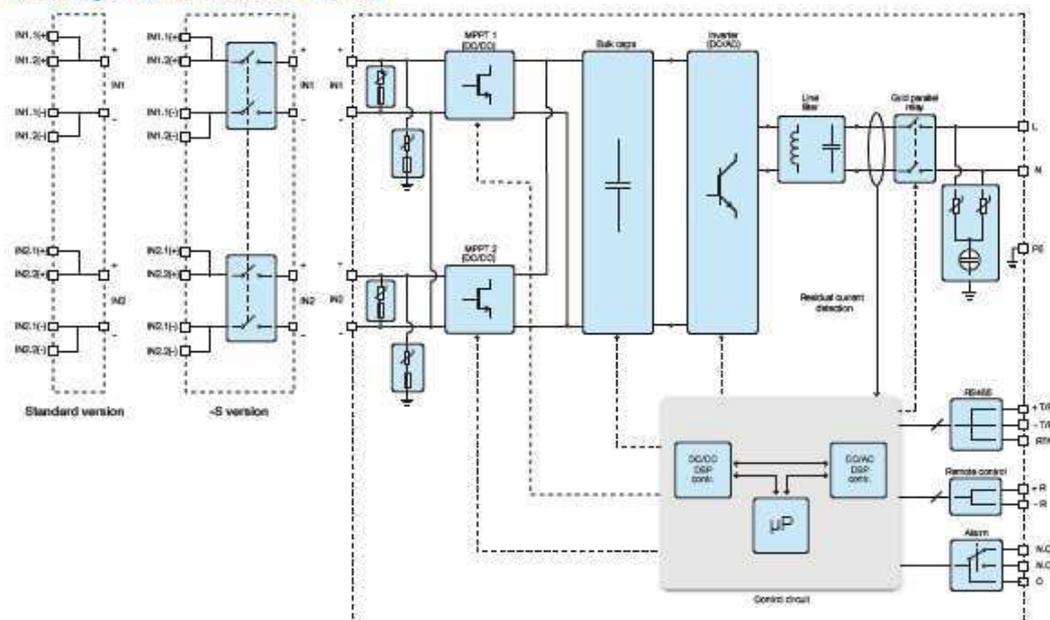
- Wide input range
- Natural convection cooling for maximum reliability
- Outdoor enclosure for unrestricted use under any environmental conditions
- RS-485 communication interface (for connection to laptop or datalogger)



Technical data and types

Type code	PVI-5000-TL-OUTD	PVI-6000-TL-OUTD
Input side		
Absolute maximum DC input voltage ($V_{max,DC}$)	600 V	
Start-up DC input voltage (V_{start})	200 V (adj. 120...350 V)	
Operating DC input voltage range ($V_{oper,DC}$)	0.7 x $V_{max,DC}$...580 V	
Rated DC input voltage (V_{DC})	360 V	
Rated DC input power (P_{DC})	5160 W	6200 W
Number of independent MPPT	2	
Maximum DC input power for each MPPT ($P_{MPPT,max}$)	4000 W	
DC input voltage range with parallel configuration of MPPT at P_{DC}	150...530 V	180...530 V
DC power limitation with parallel configuration of MPPT	Linear derating from max to null [530V±V _{MPPT} ±580V]	
DC power limitation for each MPPT with independent configuration of MPPT at P_{DC} , max unbalance example	4000 W [220V±V _{MPPT} ±530V] the other channel: P_{DC} -4000W [180V±V _{MPPT} ±530V]	4000 W [220V±V _{MPPT} ±530V] the other channel: P_{DC} -4000W [120V±V _{MPPT} ±530V]
Maximum DC input current ($I_{DC,max}$) / for each MPPT	36.0 A / 18.0 A	
Maximum input short circuit current for each MPPT	22.0 A	
Number of DC inputs pairs for each MPPT	2	
DC connection type	Tool Free PV connector WM / MC4	
Input protection		
Reverse polarity protection	Yes, from limited current source	
Input over voltage protection for each MPPT - varistor	2	
Photovoltaic array isolation control	According to local standard	
DC switch rating for each MPPT (version with DC switch)	25 A / 600 V	
Output side		
AC grid connection type	Single phase	
Rated AC power (P_{AC} @cosφ=1)	5000 W	6000 W
Maximum AC output power ($P_{AC,max}$ @cosφ=1)	5000 W	6000 W
Maximum apparent power (S_{max})	5560 VA	6670 VA
Rated AC grid voltage (V_{AC})	230 V	
AC voltage range	180...264 V ²⁾	
Maximum AC output current ($I_{AC,max}$)	25.0 A	30.0 A
Contributory fault current	32.0 A	40.0 A
Rated output frequency (f)	50 Hz / 60 Hz	
Output frequency range (f_{min} ... f_{max})	47...53 Hz / 57...63 Hz ²⁾	
Nominal power factor and adjustable range	> 0.995, adj. ± 0.9 with P_{AC} = 5.0 kW	> 0.995, adj. ± 0.9 with P_{AC} = 6.0 kW
Total current harmonic distortion	< 3.5%	
AC connection type	Terminal block, cable glands M32	

Block diagram of PVI-5000/6000-TL-OUTD



Technical data and types

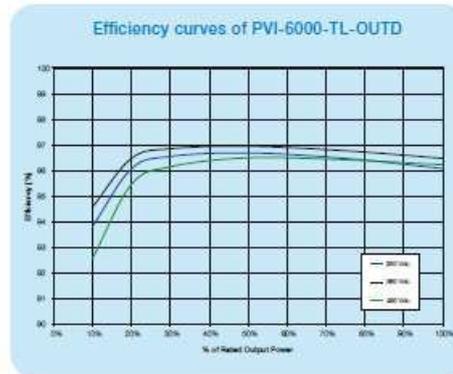
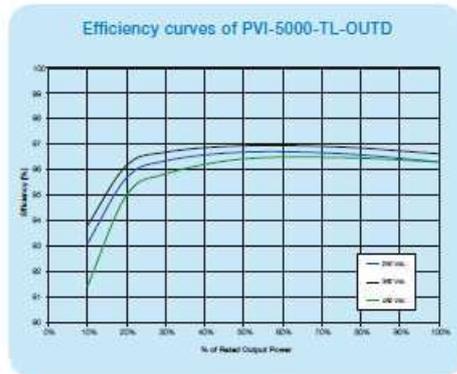
Type code	PVI-5000-TL-OUTD	PVI-6000-TL-OUTD
Output protection		
Anti-islanding protection	According to local standard	
Maximum AC overcurrent protection	32.0 A	40.0 A
Output overvoltage protection - variator	2 (L - N / L - PE)	
Operating performance		
Maximum efficiency (η_{max})	97.0%	
Weighted efficiency (EURO/CEC)	96.4% / -	
Feed in power threshold	10.0 W	
Stand-by consumption	< 8.0 W	< 8.0 W
Communication		
Wired local monitoring	PVI-USB-RS232_485 (opt.)	
Remote monitoring	VSN300 Wifi Logger Card® (opt.), PVI-AEC-EVO (opt.), VSN700 Data Logger (opt.)	
Wireless local monitoring	VSN300 Wifi Logger Card® (opt.)	
User interface	16 characters x 2 lines LCD display	
Environmental		
Ambient temperature range	-25...+60°C (-13...+ 140°F)	-25...+60°C (-13...+ 140°F) with derating above 50°C (122°F)
Relative humidity	0...100% condensing	
Noise emission	<50 dB(A) @ 1 m	
Maximum operating altitude without derating	2000 m / 6560 ft	
Physical		
Environmental protection rating	IP 65	
Cooling	Natural	
Dimension (H x W x D)	810mm x 325mm x 222mm / 31.9" x 12.8" x 8.7"	
Weight	< 26.0 kg / 57.3 lb	
Mounting system	Wall bracket	
Safety		
Isolation level	Transformerless	
Marking	CE (50 Hz only)	
Safety and EMC standard	EN62109-1, EN62109-2, AS/NZS3100, AS/NZS 60950, EN61000-6-1, EN61000-6-3, EN61000-3-11, EN61000-3-12	
Grid standard (check your sales channel for availability)	CEI 0-21, VDE 0126-1-1, G59/3, EN 50438 (not for all national appendices), RD1699, AS 4777, C10/11, IEC 61727, ABNT NBR 16149, CLC/FprTS 50549, PEA, MEA	CEI 0-21, VDE 0126-1-1, G59/3, EN 50438 (not for all national appendices), RD1699, AS 4777, C10/11, IEC 61727, ABNT NBR 16149, CLC/FprTS 50549
Available products variants		
Standard	PVI-5000-TL-OUTD	PVI-6000-TL-OUTD
With DC switch	PVI-5000-TL-OUTD-S	PVI-6000-TL-OUTD-S

1. The AC voltage range may vary depending on specific country grid standard

3. Check availability before to order

2. The Frequency range may vary depending on specific country grid standard

Remark: Features not specifically listed in the present data sheet are not included in the product



RCD.00375 EN 14.04.2014

Support and service

ABB supports its customers with dedicated, global service organization in more than 60 countries and strong regional and national technical partner networks providing complete range of life cycle services.

For more information please contact your local ABB representative or visit:

www.abb.com/solarinverters

www.abb.com

© Copyright 2014 ABB. All rights reserved.
Specifications subject to change without notice.



Power and productivity
for a better world™ **ABB**

ANEXO B - ESPECIFICAÇÃO TÉCNICA: DISJUNTOR

Minidisjuntores - MDW e MDWH

Referência e Código WEG MDW

Minidisjuntores Bipolares

Referência	Corrente	Curva	Código WEG
-	-	-	-
-	-	-	-
MDW-B6-2	6 A	B	10076398
MDW-B10-2	10 A	B	10076406
MDW-B16-2	16 A	B	10076414
MDW-B20-2	20 A	B	10076422
MDW-B25-2	25 A	B	10076430
MDW-B32-2	32 A	B	10076438
MDW-B40-2	40 A	B	10076446
MDW-B50-2	50 A	B	10076454
MDW-B63-2	63 A	B	10076462
MDW-B70-2	70 A	B	11134696
MDW-B80-2	80 A	B	10076470
MDW-B100-2	100 A	B	10075744
MDW-B125-2	125 A	B	11807322

Referência	Corrente	Curva	Código WEG
MDW-C2-2	2 A	C	10076383
MDW-C4-2	4 A	C	10076391
MDW-C6-2	6 A	C	10076399
MDW-C10-2	10 A	C	10076407
MDW-C16-2	16 A	C	10076415
MDW-C20-2	20 A	C	10076423
MDW-C25-2	25 A	C	10076431
MDW-C32-2	32 A	C	10076439
MDW-C40-2	40 A	C	10076447
MDW-C50-2	50 A	C	10076455
MDW-C63-2	63 A	C	10076463
MDW-C70-2	70 A	C	11134790
MDW-C80-2	80 A	C	10076471
MDW-C100-2	100 A	C	10075745
MDW-C125-2	125 A	C	11807327

Minidisjuntores Tripolares

Referência	Corrente	Curva	Código WEG
-	-	-	-
-	-	-	-
MDW-B6-3	6 A	B	10076400
MDW-B10-3	10 A	B	10076408
MDW-B16-3	16 A	B	10076416
MDW-B20-3	20 A	B	10076424
MDW-B25-3	25 A	B	10076432
MDW-B32-3	32 A	B	10076440
MDW-B40-3	40 A	B	10076448
MDW-B50-3	50 A	B	10076456
MDW-B63-3	63 A	B	10076464
MDW-B70-3	70 A	B	11134697
MDW-B80-3	80 A	B	10077877
MDW-B100-3	100 A	B	10075746
MDW-B125-3	125 A	B	11807323

Referência	Corrente	Curva	Código WEG
MDW-C2-3	2 A	C	10076385
MDW-C4-3	4 A	C	10076393
MDW-C6-3	6 A	C	10076401
MDW-C10-3	10 A	C	10076409
MDW-C16-3	16 A	C	10076417
MDW-C20-3	20 A	C	10076425
MDW-C25-3	25 A	C	10076433
MDW-C32-3	32 A	C	10076441
MDW-C40-3	40 A	C	10076449
MDW-C50-3	50 A	C	10076457
MDW-C63-3	63 A	C	10076465
MDW-C70-3	70 A	C	11134791
MDW-C80-3	80 A	C	10075739
MDW-C100-3	100 A	C	10075747
MDW-C125-3	125 A	C	11807348

Minidisjuntores Tetrapolares

Referência	Corrente	Curva	Código WEG
-	-	-	-
-	-	-	-
MDW-C6-4	6 A	C	10076403
MDW-C10-4	10 A	C	10076411
MDW-C16-4	16 A	C	10076419
MDW-C20-4	20 A	C	10076427
MDW-C25-4	25 A	C	10076435
MDW-C32-4	32 A	C	10076443
MDW-C40-4	40 A	C	10076451
MDW-C50-4	50 A	C	10076459
MDW-C63-4	63 A	C	10076467
MDW-C80-4	80 A	C	10075741
MDW-C100-4	100 A	C	10075749
MDW-C125-4	125 A	C	11807349

Dados Técnicos MDW

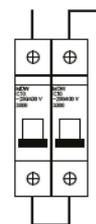
Tensão máxima de operação U_e		440 V CA/250 V CC	
Tensão nominal de isolamento U_i		500 V CA	
Frequência		50/60 Hz	
Correntes nominais I_n		2 a 125 A	
Capacidade de interrupção de curto-circuito	NBR NM 60898	127/220 V CA	(2 a 4 A) 1,5 kA, (6 a 125 A) 5 kA
		230/400 V CA	(2 a 4 A) 1,5 kA, (6 a 125 A) 3 kA
	NBR IEC 60947-2	127/220 V CA	(2 a 4 A) 3 kA, (6 a 125 A) 5 kA
		230/400 V CA	(2 a 4 A) 3 kA, (6 a 125 A) 5 kA
Capacidade de interrupção de curto-circuito em corrente contínua I_{cu} , conforme norma NBR IEC 60947-2	48 V CC		(6 a 63 A) 10 kA ¹⁾
	60 V CC		(6 a 63 A) 10 kA ¹⁾
	125 V CC		(6 a 63 A) 5 kA ¹⁾ e 16 kA ²⁾
	250 V CC		(6 a 63 A) 10 kA ²⁾
Curvas de disparo		B (3 a 5 vezes I_n) C (5 a 10 vezes I_n)	
Número de polos		1, 2, 3 e 4P	
Vida elétrica		4.000 manobras	
Temperatura ambiente		-25 a 45 °C	
Grau de proteção		IP20	
Capacidade de conexão	MDW (2 A - 63 A)		1 a 25 mm ²
	MDW (70 A - 125 A)		10 a 35 mm ²
Posição de montagem		Sem restrição	
Torque de aperto nos terminais	MDW (2 A - 63 A)		2,5 N.m
	MDW (70 A - 125 A)		3,5 N.m
Fixação		Trilho DIN 35 mm	
Peso (kg)	Monopolar	0,105 (2 a 63 A); 0,155 (80 A, 125 A)	
	Bipolar	0,210 (2 a 63 A); 0,315 (80 A, 125 A)	
	Tripolar	0,315 (2 a 63 A); 0,475 (80 A, 125 A)	
	Tetrapolar	0,420 (2 a 63 A); 0,630 (80 A, 125 A)	

Notas: 1) Ligação monopolar.

2) Ligação bipolar em série.



1- Ligação monopolar



2- Ligação bipolar em série

Dissipação de Potência MDW (Norma NBR NM 60898)

Faixa de corrente nominal I_n (A)	Máxima potência ativa dissipada por polo (W)
$I_n \leq 10$	3
$10 < I_n \leq 16$	3,5
$16 < I_n \leq 25$	4,5
$25 < I_n \leq 32$	6
$32 < I_n \leq 40$	7,5
$40 < I_n \leq 50$	9
$50 < I_n \leq 63$	13
$63 < I_n \leq 100$	15
$100 < I_n \leq 125$	20

