

CURSO DE GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA



Universidade Federal  
de Campina Grande

RENAN VIEIRA FREIRE

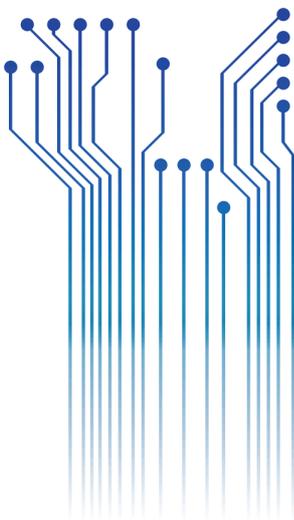


Centro de Engenharia  
Elétrica e Informática

TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO  
ANÁLISE DE VIABILIDADE DA INSTALAÇÃO DE UM SISTEMA FOTOVOLTAICO NO  
ESTACIONAMENTO DO DEE



Departamento de  
Engenharia Elétrica



Campina Grande  
2016



RENAN VIEIRA FREIRE

ANÁLISE DE VIABILIDADE ECONÔMICA DA INSTALAÇÃO DE UM SISTEMA FOTOVOLTAICO  
NO ESTACIONAMENTO DO DEE

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

Área de Concentração: Processamento de Energia

Orientador:

Professor Célio Anésio da Silva, D. Sc.

Campina Grande  
2016

RENAN VIEIRA FREIRE

ANÁLISE DE VIABILIDADE ECONÔMICA DA INSTALAÇÃO DE UM SISTEMA FOTOVOLTAICO  
NO ESTACIONAMENTO DO DEE

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

Área de Concentração: Processamento de Energia

Aprovado em        /        /

**Professor Avaliador**  
Universidade Federal de Campina Grande  
Avaliador

**Professor Célio Anésio da Silva, D. Sc.**  
Universidade Federal de Campina Grande  
Orientador, UFCG

Dedico este trabalho à minha família e à minha namorada, Mohara Alves de Medeiros, que são os alicerces da minha vida.

## AGRADECIMENTOS

Agradeço primeiramente a Deus por ter me dado saúde, por me guiar e me dar forças para enfrentar os obstáculos da vida e por permitir que mais um sonho seja realizado.

Agradeço ao professor Célio Anésio da Silva, D. Sc. pelos conhecimentos repassados na disciplina de graduação, pelo apoio dado na elaboração do presente trabalho, pela prestatividade nos momentos que precisei e pelos ensinamentos para me tornar um bom profissional.

Agradeço também ao professor Leimar de Oliveira, M. Sc. pelo apoio dado durante a elaboração deste trabalho, pela paciência, pelo bom humor, pelos incentivos e injeções de ânimo e por ser tão solidário e humano com todos os alunos do curso.

Agradeço ao meu pai, José Freire Júnior, por todo o esforço feito para me ajudar, por me aconselhar e por me proporcionar uma educação de qualidade para que os meus sonhos fossem atingidos e que todas as adversidades fossem superadas durante esta longa caminhada.

Agradeço aos meus avós, José Freire dos Santos e Maria Diva de Moraes Freire, por todo o suporte e acolhimento em todos os momentos que precisei, pelos conselhos e ensinamentos que levarei para toda a vida. Devo tudo a eles e mais um pouco.

Agradeço especialmente à minha namorada, Mohara Alves de Medeiros, por todo o seu amor, carinho, dedicação, paciência, atenção e companheirismo durante esta longa jornada, por não ter poupado esforços e feito grandes renúncias para enfrentarmos todas as dificuldades desta jornada, sua ajuda foi essencial para a realização deste e de outros sonhos.

Agradeço também aos meus irmãos, Rodolpho Vieira Freire e Ronnie Vieira Freire, por não medir esforços sempre que precisei e por todo o companheirismo partilhado.

Agradeço também ao ilustre amigo Eduardo Vieira Falcão por todos os apoios jamais recusados, por todo o acolhimento de sua família, pelos conselhos, pelas brincadeiras, pelas garrafas de café partilhadas e pelas noites viradas de estudos, que foram fundamentais para vencermos as dificuldades encontradas.

*“Se não puder voar, corra. Se não puder correr, ande. Se não puder andar, rasteje, mas nunca pare de seguir em frente”.*

Marthin Luther King Jr.

## RESUMO

A busca incessante pelo ingresso de novas fontes de energia renováveis à Matriz Energética Brasileira, aliada às preocupações ambientais e ao excelente potencial de irradiação solar no Brasil, principalmente na região Nordeste, tornam o país um local atraente para investimentos em energia solar. No presente trabalho é apresentado um projeto de dimensionamento de um sistema fotovoltaico que exercerá a função de cobertura para o estacionamento do Departamento de Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Campina Grande, conjuntamente com sua respectiva análise de viabilidade econômica, segundo os índices de Valor Presente Líquido, Taxa Interna de Retorno e *payback*. O projeto consiste em um sistema fotovoltaico conectado à rede com 648 painéis de 265 W<sub>p</sub> conectados a 3 inversores CC/CA de 55 kW cada, sendo capaz de suprir aproximadamente metade da demanda exigida pela carga. A análise financeira foi realizada baseada pela tabela tarifária da ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica) e comparada a um investimento na caderneta de poupança. A proposta apresentou-se viável economicamente com um *payback* de 10 anos, sendo assim uma motivação para o mercado de energia solar brasileiro.

**Palavras-chave:** Sistema fotovoltaico, viabilidade econômica, energia renovável, inversores de frequência.

## ABSTRACT

The uninterrupted search for the ingress of new sources of renewable energy in Brazilian's energy matrix, associated with environmental concerns and the great potential of solar irradiation in Brazil, mainly in the northeast, makes the country an attractive location for investment in solar energy. This paper presents a design project of a photovoltaic system that will hold the cover function for the parking of the Department of Electrical Engineering at the Federal University of Campina Grande, in conjunction with its respective analysis of economic viability, based on the parameters of Net Present Value, Internal rate of return and payback. The project consists of a photovoltaic system connected on the public network with 648 panels of 265 Wp switched on 3 c.c./c.a inverters 55 kW each, the system is able to provide approximately half of the demand required by the load. The financial analysis was performed based on the fare table of ANEEL (National Electric Energy Agency) and compared to an investment in savings. The proposal presented is economically viable with a payback period of 10 years, thus a motivation for the Brazilian solar energy market.

**Keywords:** Photovoltaic system, economic viability, renewable energy, frequency inverters.

## LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1 – Produção global de células fotovoltaicas entre 1995 e 2012.....	20
Figura 2 - Distribuição das tecnologias utilizadas na produção de células fotovoltaicas.....	20
Figura 3 - Esquema de um Sistema Fotovoltaico.....	21
Figura 4 - Módulo Fotovoltaico.....	22
Figura 5 - Curvas $I-V$ de duas células fotovoltaicas de silício cristalino conectadas (a) em série e (b) em paralelo.....	22
Figura 6 - Esquema de um sistema fotovoltaico isolado.....	27
Figura 7 - Esquema de um sistema fotovoltaico conectado à rede.....	28
Figura 8 - Gráfico de eficiência do inversor em função do nível de carga e da tensão de operação.....	32
Figura 9 - Influência da temperatura da célula fotovoltaica na curva $I-V$ (para irradiância de $1.000 \text{ W/m}^2$ , espectro AM1,5).....	32
Figura 10 - Curvas $I-V$ de um gerador FV em função da temperatura, com janelas de tensão do SPPM e de operação do inversor.....	34
Figura 11 - Gráfico da irradiação solar mensal no plano horizontal e no plano inclinado.....	39
Figura 12 - Vista de uma parte do sistema projetado.....	40
Figura 13 - Potência demandada pela carga durante 24 horas.....	41
Figura 14 - Planta baixa do estacionamento do DEE com o sistema fotovoltaico incluso.....	44

## LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Ângulo de inclinação de acordo com a latitude do local.....	26
Tabela 2 - Valores de irradiação solar diária média mensal no período de 12 meses.....	39
Tabela 3 - Valores de potência ativa da carga em 24 horas.....	42
Tabela 4 - Consumo diário de energia.....	42
Tabela 5 - Especificações Técnicas do Painel Canadian CSI CS6P – 265P.....	43
Tabela 6 - Especificações técnicas do Inversor Red 60000W INGECON Sun Power Galvo.....	44
Tabela 7 - Orçamento do sistema fotovoltaico.....	51
Tabela 8 - Valores economizados anualmente considerando um aumento de 5% ao ano na tarifa.....	52
Tabela 9 - Valor presente líquido sob uma taxa de atratividade de 7,6553% ao ano durante 25 anos.....	53

## LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

A	Ampère
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
BIPV	<i>Building Integrated Photovoltaic</i>
CA	Corrente Alternada
CC	Corrente Contínua
CdS	Sulfeto de Cádmio
CdTe	Telureto de Cádmio
CIGS	Disseleneto de Cobre, Índio e Gálio
CIS	Disseleneto de Cobre e Índio
Cresesb	Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio de Salvo Brito
c-Si	<i>Crystalline Silicon</i> (Silício Cristalino)
DPS	Dispositivo de Proteção Contra Surtos
EPE	Empre de Pesquisa Energética
FDI	Fator de Dimensionamento de Inversor
FV	Fotovoltaico
GaAs	Arseneto de Gálio
HSP	Número de Horas de Sol Pleno
InGaAs	Arseneto de Índio e Gálio
InGaP	Fosfeto de Índio e Gálio
kW	Quilowatt
kWh	Quilowatt-hora
mm	Milímetros
MPPT	<i>Maximum Power Point Tracking</i>
m-Si	<i>Mono-crystalline Silicon</i> (Silício Monocristalino)
NBR	Norma Brasileira
NiCd	Níquel-Cádmio
n-Si	<i>Nano-crystalline Silicon</i> (Silício Nanocristalino)
PRODIST	Procedimentos de Distribuição
p-Si	<i>Poli-crystalline</i> (Silício Policristalino, ou Multicristalino)

PVC	<i>Polyvinyl Chloride</i> (Cloro de Polivinila)
RN	Resolução Normativa
SFH	Sistema Fotovoltaico Híbrido
SFI	Sistema Fotovoltaico Isolado
SFV	Sistema Fotovoltaico
SFCR	Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede Elétrica
SPPM	Seguidor de Ponto de Potência Máxima
TIR	Taxa Interna de Retorno
UFCG	Universidade Federal de Campina Grande
V	Volt
VPL	Valor Presente Líquido
$W_p$	Watt-pico

# SUMÁRIO

Agradecimentos .....	vi
Resumo .....	viii
Abstract.....	ix
Lista de Ilustrações .....	x
Lista de Tabelas .....	xi
Lista de Abreviaturas e Siglas .....	xii
Sumário.....	xiv
1 Introdução .....	16
1.1 Objetivos .....	17
2 Fundamentação teórica .....	18
2.1 Breve histórico .....	18
2.2 Componentes básicos de sistemas fotovoltaicos.....	21
2.2.1 Módulo fotovoltaico.....	21
2.2.2 Inversor .....	23
2.2.3 Bateria .....	24
2.2.4 Controlador de carga.....	25
2.3 Radiação solar .....	25
2.4 Configurações de sistemas fotovoltaicos .....	27
2.4.1 Sistemas fotovoltaicos isolados .....	27
2.4.2 Sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica .....	27
2.5 Resolução normativa nº 482/2012 da ANEEL.....	28
2.6 Projeto de sistemas fotovoltaicos .....	29
2.6.1 Dimensionamento do gerador fotovoltaico.....	29
2.6.2 Dimensionamento do inversor .....	31
2.7 Análise financeira.....	35
2.7.1 Valor presente líquido.....	35
2.7.2 Taxa interna de retorno – TIR.....	36
2.7.3 <i>Payback</i> .....	36
3 Desenvolvimento .....	38
3.1 Levantamento do recurso solar .....	38
3.2 Localização e configuração do sistema .....	40
3.3 Levantamento do consumo de energia elétrica .....	41
3.4 Dimensionamento do gerador fotovoltaico .....	43

3.5	Dimensionamento do inversor .....	45
3.6	Dimensionamento dos condutores .....	47
3.7	Dimensionamento das proteções .....	49
3.7.1	Dimensionamento das proteções AC .....	49
3.7.2	Dimensionamento das proteções CC .....	50
3.8	Análise econômica .....	50
4	Conclusão .....	55
	Referências .....	56
	ANEXO A – ABNT NBR 5410: 2004 .....	58
	ANEXO B – Tabela tarifária da ANEEL .....	61
	Anexo C – Especificação técnica: Disjuntor Siemens 100A 3P .....	62
	Anexo D – Especificação técnica: DPS AC .....	64
	Anexo E – Especificação técnica: disjuntor CC .....	66
	Anexo F – Especificação técnica: DPS CC .....	67

# 1 INTRODUÇÃO

A Matriz Energética Brasileira é predominantemente hidráulica, cuja fonte de energia é considerada renovável, apesar de provocar alagamentos em extensas faixas de terras circunvizinhas às usinas hidroelétricas. Em 2015, a tarifa de energia elétrica brasileira atingiu valores elevados jamais vistos antes, preponderantemente devido a escassez de chuva, ocasionando a redução dos níveis de água dos reservatórios e a limitação da capacidade de geração das usinas hidroelétricas, exigindo que as unidades térmicas geradoras fossem acionadas. Outro fator que onera o preço da energia elétrica brasileira é o sistema de transmissão advindo das usinas hidroelétricas, pois as bacias hidrológicas de grande capacidade de geração de energia localizam-se distantes dos centros consumidores de carga. Recentemente, a Federação das Indústrias do Estado do Rio de Janeiro (Firjan) realizou uma pesquisa do preço das tarifas energéticas de 27 países industrializados e assinalou que o Brasil possui a 4<sup>a</sup> maior tarifa de eletricidade do planeta [1]. Na intenção de mitigar as dificuldades enfrentadas pelo sistema elétrico brasileiro, o governo visa diversificar a matriz energética, explorando outras fontes de energia, como a eólica e solar.

Diariamente os raios solares incidem na superfície terrestre, nutrindo os seres vivos do planeta sob dois fenômenos: luz e calor. Tendo em vista que a energia transmitida pelo Sol é um dos recursos energéticos mais abundantes do planeta, surge, então, uma valiosa janela de oportunidade na conversão da energia solar recebida, em energia térmica e elétrica. A localização privilegiada do Brasil, predominantemente localizado na região intertropical do globo terrestre, torna-o um grande potencial para o aproveitamento de energia solar durante o ano inteiro. Segundo dados da Empresa de Pesquisa Energética (EPE), no ano de 2012, a irradiação média anual do Brasil apresentou variações entre 1200 e 2400 kWh/m<sup>2</sup>/ano. Em contrapartida, os valores da Alemanha se situaram entre 900 e 1250 kWh/m<sup>2</sup>/ano, dessa forma, os números indicam que o valor mínimo de irradiação média anual no Brasil é minimamente inferior ao valor máximo incidente na Alemanha, país considerado líder mundial na tecnologia fotovoltaica [2].

Apesar dos custos de fabricação dos módulos fotovoltaicos ainda serem elevados, os investimentos em pesquisa e desenvolvimento na geração de energia solar fotovoltaica estão sendo primordiais para a redução das despesas de produção de seus componentes elétricos, tornando a geração de energia fotovoltaica mais competitiva no mercado. Além dos investimentos em pesquisas, os incentivos fiscais impulsionaram o mercado de energia fotovoltaica a uma elevada taxa de crescimento nos últimos dez anos. Um dos incentivos fiscais lançados recentemente pelo governo brasileiro foi a Resolução Normativa 482/2012 da ANEEL, a qual permite que um estabelecimento, residencial, comercial ou industrial, produza a sua própria energia elétrica e comercialize sua produção excedente, reduzindo as barreiras de acesso aos sistemas de distribuição pelas pequenas unidades geradoras.

Diante dos fatos expostos, relacionados a geração fotovoltaica, percebe-se que é válida a realização de uma análise econômica mais aprofundada para constatar, em termos quantitativos, o custo-benefício da instalação de um sistema de geração fotovoltaico em uma residência, comércio, indústria ou órgão público.

## 1.1 OBJETIVOS

O presente trabalho tem por objetivo elaborar um estudo da viabilidade econômica da implantação de um sistema fotovoltaico no estacionamento do Departamento de Engenharia Elétrica da UFCG, com a finalidade de produzir energia elétrica para as instalações mais próximas ao sistema projetado e, concomitantemente, aproveitar a área de sombreamento produzida pela disposição dos módulos fotovoltaicos, visando reduzir a temperatura no interior dos veículos estacionados sob o sistema instalado, proporcionando conforto aos seus proprietários quando retornarem aos seus automóveis. Para quantificar a análise, comparar-se-á o custo do quilowatt hora (kWh) produzido pelo sistema fotovoltaico projetado com o da valor da concessionária local, levando-se em consideração o tempo médio de vida útil do sistema.

## 1.2 ESTRUTURA DO TRABALHO

No capítulo 1 foi apresentado um panorama geral dos sistemas fotovoltaicos e as vantagens da inserção da energia fotovoltaica no Brasil. Já o segundo capítulo apresenta todo o levantamento literário que o presente trabalho utilizou como referência para ser desenvolvido. O capítulo 3 mostra como foi realizado todo o projeto, com toda a sua memória de cálculo, e como foi realizada toda a sua análise econômica. E, por fim, no capítulo 4 tem-se a conclusão do trabalho desenvolvido.

## 2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

Nesta seção será apresentada uma breve fundamentação teórica exibindo uma visão geral dos sistemas de geração que utilizam a tecnologia fotovoltaica, dos componentes que integram o sistema, do dimensionamento de todo o projeto e dos fatores financeiros, que serão a base da análise econômica.

### 2.1 BREVE HISTÓRICO

O efeito fotovoltaico foi descoberto por Becquerel em 1839, quando observou que ao iluminar uma solução ácida, surgia uma diferença de potencial entre os eletrodos imersos nessa solução. Em 1876, W. G. Adams e R. E. Day observaram o efeito similar em um dispositivo de estado sólido, fabricado com selênio. Os primeiros dispositivos que podem ser denominados de células solares ou células fotovoltaicas foram fabricados em selênio e desenvolvidos por C. E. Frits em 1883. Nos anos 1950, ou seja, mais de 110 anos após a descoberta de Becquerel, foram fabricadas nos laboratórios Bell, nos Estados Unidos, as primeiras células fotovoltaicas baseadas nos avanços tecnológicos na área de dispositivos semicondutores. Estas células fotovoltaicas foram fabricadas a partir de lâminas de silício cristalino e atingiram uma eficiência de conversão de energia solar em energia elétrica de 6%, relativamente elevada para a época, com potência de 5 mW e área de 2 cm<sup>2</sup> [3].

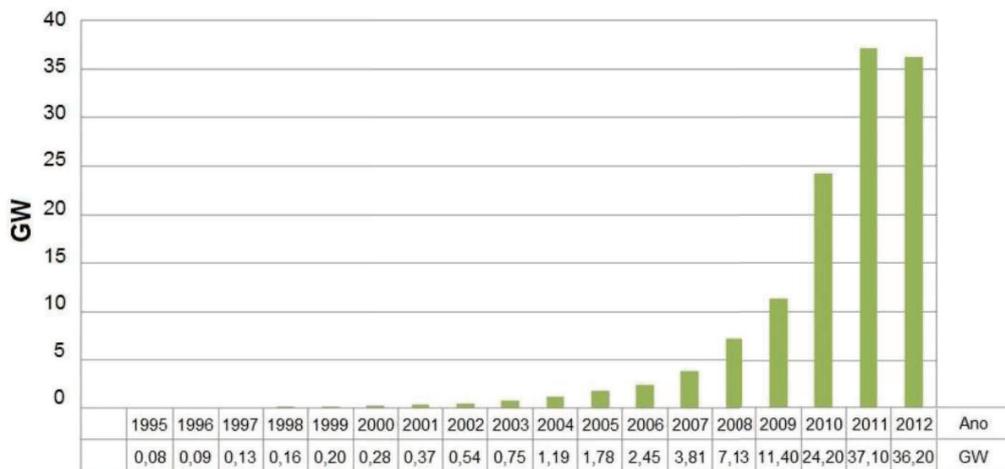
O desenvolvimento da tecnologia fotovoltaica foi impulsionada inicialmente pelas empresas de telecomunicações que buscavam soluções para fornecer energia a sistemas instalados em regiões remotas. Um segundo fator que alavancou seu desenvolvimento tecnológico foi a “corrida espacial” entre os Estados Unidos e a União Soviética, em que a supressão de energia para os satélites era majoritariamente fotovoltaica e exigia avanços tecnológicos para tal. Com a crise mundial energética em 1973, a preocupação em estudar novas formas de produção de energia fez com que a utilização de células fotovoltaicas não se restringisse somente a programas espaciais, mas fossem intensamente estudadas e utilizadas no meio terrestre para suprir o fornecimento de energia [3].

Um dos fatores que impossibilitava a utilização da energia solar fotovoltaica em larga escala era o alto custo das células. Com a ampliação dos mercados e pela ingressão no mercado de várias empresas voltadas para a produção de células fotovoltaicas, o preço tem se reduzido ao longo dos anos podendo ser encontrado hoje, para grandes escalas, ao custo médio de US\$ 8,00/W [16].

No final da década de 90, políticas de governo na Alemanha e no Japão foram impulsionadas, em parte, por um compromisso de redução de CO<sub>2</sub>, conforme prescrito pelo Protocolo de Kyoto, e em parte para desenvolver o mercado dessa tecnologia para exportação [3].

Apesar da abundante incidência de radiação solar no planeta, esse recurso ainda é pouco utilizado quando se refere a todos os países do globo terrestre. No entanto, com fortes incentivos para fabricação de células fotovoltaicas, os países desenvolvidos apresentaram um ritmo de crescimento muito acentuado entre os anos de 2010 à 2011, com um incremento de 54,2%, conforme os dados da Figura 1.

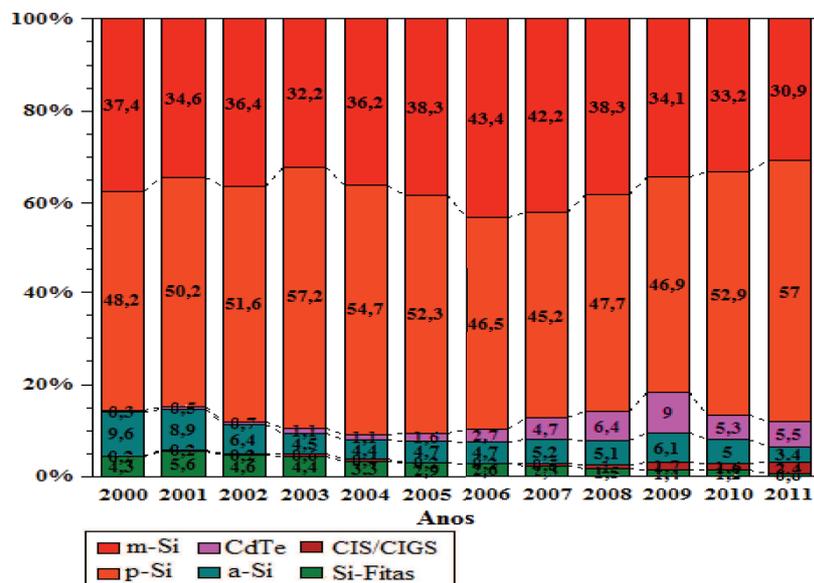
Figura 1 – Produção global de células fotovoltaicas entre 1995 e 2012.



Fonte: [3]

Um outro dado importante a ser observado, é o fato de que as células fotovoltaicas fabricadas a partir de lâminas de silício cristalino (monocristalino e policristalino) estão dominando o mercado atual, pois vêm liderando o mercado com mais de 81% da produção mundial desde 2000, chegando a atingir 87,9% em 2011. Conforme evidenciado na Figura 2

Figura 2 – Distribuição das tecnologias utilizadas na produção de células fotovoltaicas

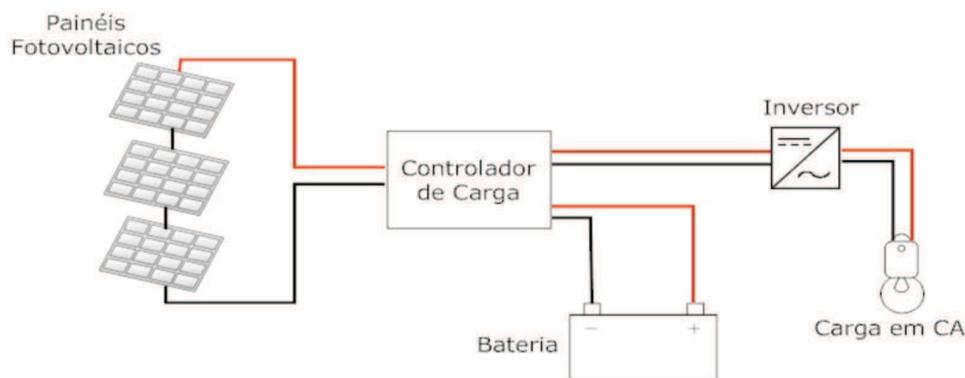


Fonte: [3]

## 2.2 COMPONENTES BÁSICOS DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

Um sistema fotovoltaico é constituído essencialmente por três blocos, um bloco gerador, um bloco de condicionamento de potência e, opcionalmente, um bloco de armazenamento. O bloco gerador contém os arranjos fotovoltaicos, o cabeamento elétrico que os interliga e a estrutura de suporte. O bloco de condicionamento de potência pode ter conversores, seguidor de potência máxima (SPPM), inversores, controladores de carga (se houver armazenamento) e outros dispositivos de proteção, supervisão e controle. Por último, o bloco de armazenamento é constituído por qualquer forma de armazenamento de energia, sendo o mais comum os acumuladores elétricos (baterias) [3].

Figura 3: Esquema de um Sistema Fotovoltaico.

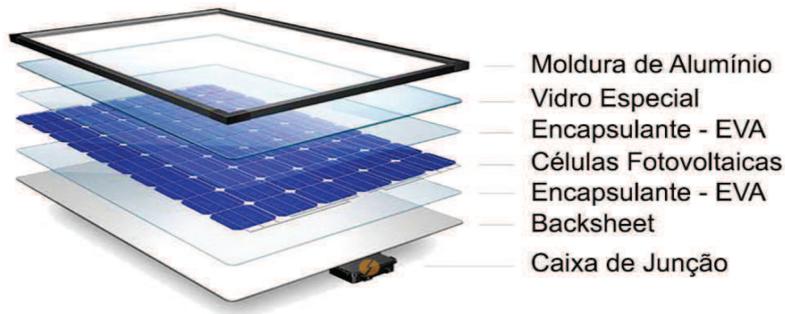


Fonte: [12]

### 2.2.1 MÓDULO FOTOVOLTAICO

A unidade básica de todo sistema fotovoltaico é a célula fotovoltaica, cuja tensão produzida é, na sua maioria, de 0,6 V. O módulo apresentado na Figura 4 é composto por células conectadas em série e em paralelo, com a finalidade de produzir os diferentes níveis de tensão e corrente desejáveis para a utilização da energia. Além disso, o agrupamento de células é fundamental para a proteção contra esforços mecânicos e intempéries, pois a espessura das células são estreitas, aproximadamente 185 microns (menos de 2 mm).

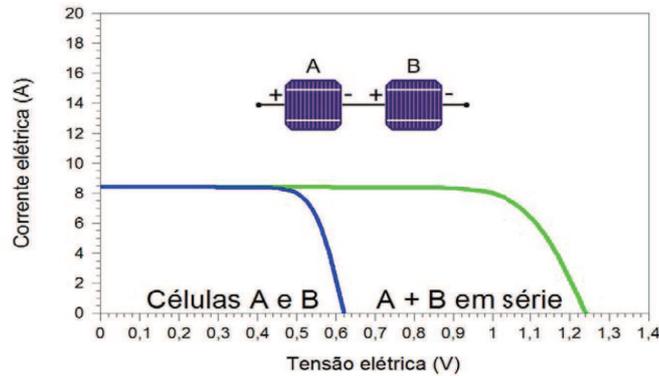
Figura 4 – Módulo Fotovoltaico.



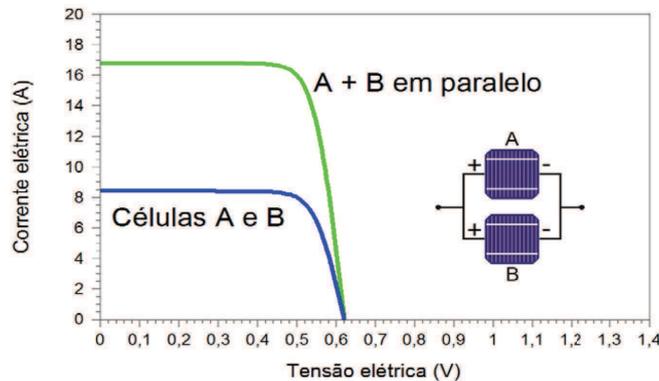
Fonte: [4]

Na associação em série das células, as tensões são somadas mas a corrente elétrica permanece a mesma, por outro lado, na associação em paralelo, as correntes se somam e a tensão se mantém a mesma. As figuras 5(a) e 5(b) abaixo, mostram graficamente o comportamento da corrente versus tensão elétrica antes e depois de arranjar as células em série ou paralelo, respectivamente.

Figura 5 – Curvas  $I-V$  de duas células fotovoltaicas de silício cristalino conectadas (a) em série e (b) em paralelo.



(a)



(b)

Fonte: CEPTEL – [3]

### 2.6.2.1 CÉLULA FOTOVOLTAICA

Em 2014, cerca de 85% dos sistemas de energia solar fotovoltaica instalados utilizaram alguma 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 dependem diretamente da pureza do silício (Si), 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 [4].

### 2.2.2 INVERSOR

Um inversor é um dispositivo eletrônico que fornece energia elétrica em corrente alternada (CA) a partir de uma fonte de energia elétrica em corrente contínua (CC). A tensão de saída deve ter amplitude, frequência e conteúdo harmônico adequados às cargas a serem alimentados. Adicionalmente, no caso de sistemas conectados à rede elétrica, a tensão de saída do inversor deve ser sincronizada com a tensão da rede [3].

Para especificar um inversor, é necessário considerar tanto a tensão de entrada CC quanto a tensão de saída CA. Os inversores isolados operam comumente com tensões de entrada de 12, 24, 48 ou 120 V (CC), que geralmente são convertidos em 120 ou 240 V (CA) na frequência de 60 ou 50 Hz. Além disso, todas as exigências que a carga fará ao inversor devem ser observadas, não somente em relação à potência, mas também à variação de tensão, de frequência e da forma de onda [3].

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);
- Eficiência;

- Forma de onda;
- Frequência;
- Fator de potência.

A potência nominal de saída do inversor a ser considerada indica a potência que o inversor pode fornecer continuamente à carga. Um inversor deve ser especificado para fornecer potência sempre superior às necessidades máximas das cargas, de forma a considerar um provável aumento da demanda. Algumas cargas possuem características específicas, como o caso dos motores CA, que, no momento da partida, necessitam de uma corrente elevada (3 a 6 vezes maior do que a corrente nominal) por um curto período de tempo, até entrarem em operação permanente. Devido a esse fato, os inversores devem ter capacidade de suportar o surto de corrente por um curto instante de tempo, excedendo sua potência nominal. Essa característica é especificada na capacidade de surto do inversor [3].

Os inversores para conexão com a rede elétrica podem ter potências individuais até cerca de 5 kW, com saída monofásica, mas para potências superiores são utilizados inversores trifásicos.

### 2.2.3 BATERIA

As baterias são uma forma amplamente utilizada em diversas aplicações para o armazenamento de energia. Existem vários tipos de recarregadores eletroquímicos, alguns deles são: acumuladores de chumbo ácido (Pb-acid), baterias de níquel cádmio (NiCd), baterias de níquel-hidreto metálico (NiMH), baterias de íons de Lítio (Li-ion), baterias depolímero de Lítio (Li-poly), entre outros.

O acumulador de chumbo ácido é o tipo mais comum de bateria recarregável utilizada atualmente, isso se dar principalmente devido a sua maturidade na indústria e a alta razão entre performance e custo que ela apresenta, apesar de possuir uma baixa densidade de energia [3].

A especificação da bateria é influenciada principalmente por: tensão de carga e descarga, relação entre carga e descarga, eficiência energética, eficiência de carregamento, impedância interna, aumento de temperatura, vida útil da bateria em ciclos de carga e descarga [3].

#### 2.2.4 CONTROLADOR DE CARGA

A função principal dos controladores de carga é proteger a bateria (ou banco de baterias) contra cargas e descargas excessivas, reduzindo assim seu desgaste e aumentando a sua vida útil, sendo assim indispensável na grande maioria dos casos. Sua utilização permite a otimização do dimensionamento do banco de baterias, do seu carregamento, desconexão de cargas em baixo estado de carga da bateria, um maior nível de proteção contra um aumento excessivo do consumo ou uma possível intervenção do usuário [7].

Os controladores devem desconectar o gerador fotovoltaico quando a bateria atingir carga plena e interromper o fornecimento de energia quando o estado de carga da bateria atingir um nível mínimo de segurança. Portanto, é um dispositivo que controla a carga da bateria, mantendo-a entre a carga plena e a máxima profundidade de descarga permissível [3].

### 2.3 RADIAÇÃO SOLAR

Para ter uma boa estimativa da radiação incidente no plano do painel, o projetista deve obter os dados de radiação solar, que podem estar especificados em termos de valores instantâneos do fluxo de potência ou valores de energia por unidade de área, conhecidos como irradiância e irradiação, respectivamente. A forma mais comum de apresentação dos dados de radiação é através de valores médios mensais de energia acumulada ao longo de um dia [3].

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 reflete o número de horas em que a irradiância solar deve permanecer constante e igual a  $1 \text{ kW/m}^2$ , de forma que a energia resultante seja equivalente a energia disponibilizada pelo Sol no local em questão, acumulada ao longo de um dado dia [3].

Dessa forma, temos:

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

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.

Uma vez definida a posição do painel, é necessário calcular o ângulo de inclinação que o mesmo deve ter em relação ao solo. Este ângulo toma por referência a latitude do local e pode variar de acordo com os valores apresentados na Tabela 1, embora pequenos desvios nesta inclinação possam ser admitidos [8].

Tabela 1 – Ângulo de inclinação 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: [11]

## 2.4 CONFIGURAÇÕES DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

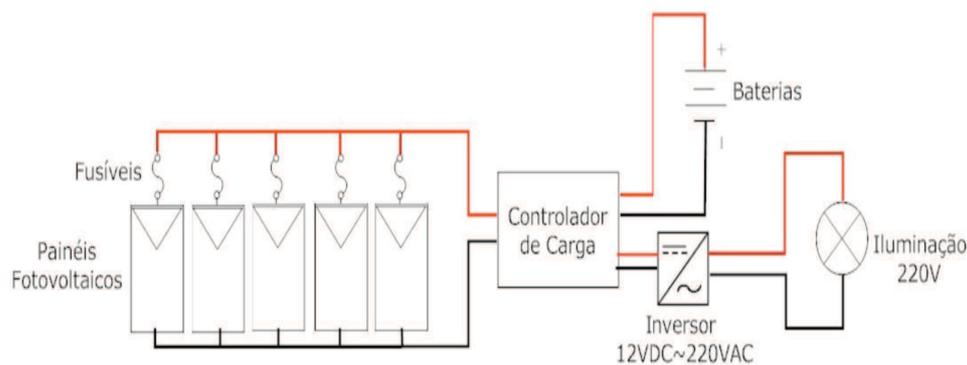
Os sistemas fotovoltaicos (SFV) podem ser classificados em três categorias principais: sistemas fotovoltaicos isolados (SFI), sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica (SFCR) ou sistemas híbridos.

### 2.4.1 SISTEMAS FOTOVOLTAICOS ISOLADOS

Os sistemas isolados ou autônomos para geração de energia solar fotovoltaica são caracterizados por não se conectar à rede elétrica. O sistema abastece diretamente os aparelhos que utilizarão a energia e são geralmente construídos com um propósito local e específico. Esta solução é bastante utilizada em locais remotos. Pode-se citar alguns exemplos de uso como os sistemas de bombeamento de água, a eletrificação de cercas, as geladeiras para armazenar vacinas, os postes de luz, as estações replicadoras de sinal, etc [3].

Um esquema da configuração para esse tipo de sistema é apresentado na Figura 14.

Figura 6 – Esquema de um sistema fotovoltaico isolado.



Fonte: [12]

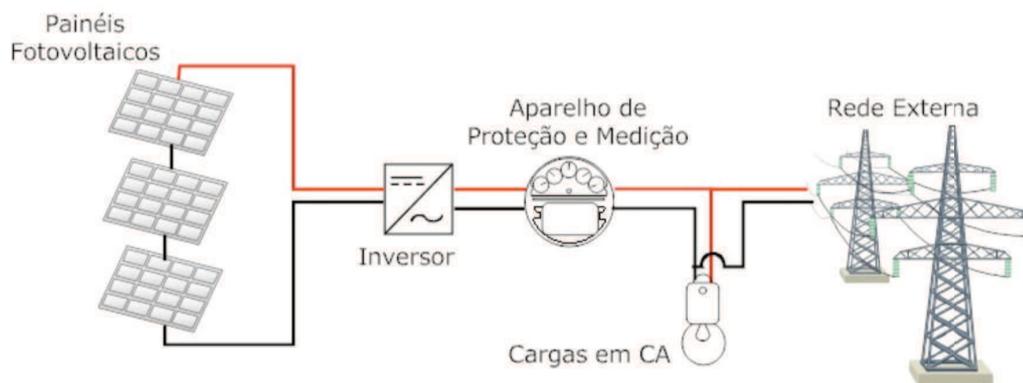
### 2.4.2 SISTEMAS FOTOVOLTAICOS CONECTADOS À REDE ELÉTRICA

Um sistema fotovoltaico conectado à rede (SFCR), em inglês *on-grid*, trabalha em conjunto com a rede elétrica da distribuidora de energia local. Esses sistemas

dispensam o uso de acumuladores, pois caso a carga necessite de mais energia do que o sistema entrega, a rede elétrica irá suprir essa necessidade [3].

Esse tipo de geração distribuída vem se tornando cada vez mais popular nos Estados Unidos, em países europeus e mais recentemente no Brasil.

Figura 7 – Esquema de um sistema fotovoltaico conectado à rede.



Fonte: [12]

## 2.5 RESOLUÇÃO NORMATIVA N° 482/2012 DA ANEEL

A Resolução Normativa (RN) N° 482/2012 (corrigida pela RN N° 687/2015), permite que o consumidor comercialize com a distribuidora local o excedente de energia elétrica produzida em sua unidade geradora. A regra é válida apenas para unidades geradoras que utilizam fontes de energias renováveis (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.

O Artigo 2º desta resolução define alguns pontos, que são:

- Microgeração distribuída: central geradora de energia elétrica, com potência instalada menor ou igual a 75 kW e que utilize cogeração qualificada, conforme regulamentação da ANEEL, ou fontes renováveis de energia elétrica, conectada na rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras [5];

- Minigeração distribuída: central geradora de energia elétrica, com potência instalada superior a 75 kW e menor ou igual a 3 MW para fontes híbridas 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 [5].

De acordo com a Resolução, a energia que é vendida a 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.

Os órgãos públicos e as empresas com filiais que optarem por participar do sistema de compensação também poderão utilizar o excedente produzido em uma de suas instalações para reduzir a fatura de outra unidade.

O consumidor que possuir, em seu estabelecimento comercial ou residencial, uma 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.

## 2.6 PROJETO DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

O projeto de um sistema fotovoltaico envolve a orientação dos módulos, a disponibilidade de área, a estética, a disponibilidade do recurso solar, a demanda a ser atendida e diversos outros fatores. Através do projeto pretende-se adequar o gerador fotovoltaico às necessidades definidas pela demanda. O dimensionamento de um sistema fotovoltaico (SFV) é o ajuste entre a energia radiante recebida do Sol pelos módulos fotovoltaicos e a necessidade de suprir a demanda de energia elétrica [3].

### 2.6.1 DIMENSIONAMENTO DO GERADOR FOTOVOLTAICO

Para dimensionar o gerador FV, deve-se realizar o levantamento médio diário anual da edificação (Wh/dia), descontado o valor da disponibilidade mínima de energia.

A potência de um microgerador que compõe um SFCR pode ser calculada pela equação abaixo, onde se pode escolher uma fração da demanda de energia elétrica consumida que se pretende suprir com o SFCR [3].

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

Sendo:

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

$E (Wh/dia)$  - Consumo diário médio anual da edificação;

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

$TD$  (adimensional) – Taxa de desempenho.

Para SFCRs residenciais, bem ventiladas e não sombreadas, uma TD entre 70 e 80 por cento pode ser obtida nas condições de radiação solar encontradas no Brasil. Existem programas de dimensionamento de sistemas fotovoltaicos que estimam o valor de TD do sistema de modo a reduzir as incertezas. No caso de instalações de maior porte, como UFVs (Usinas Fotovoltaicas), o dimensionamento deve ser feito com auxílio de programas.

A utilização desta abordagem é uma simplificação do cálculo e implicitamente leva-se em consideração a eficiência de conversão do painel, como demonstrado a seguir [7].

$$E_g(kWh/dia) = Irradiância \cdot A_p \cdot \eta_p \cdot TD \quad (3)$$

Onde  $\eta_p$  representa a eficiência do painel, que é dada por:

$$E_g(kWh/dia) = Irradiância \cdot A_p \cdot \frac{P_{FV}}{A_p \cdot 1000} \cdot TD \quad (4)$$

Simplificando, tem-se:

$$E_g(kWh/dia) = \frac{Irradiância}{1000} \cdot P_{FV} \cdot TD \quad (5)$$

Portanto,

$$E_g(kWh/dia) = HSP \cdot P_{FV} \cdot TD \quad (6)$$

### 2.6.2 DIMENSIONAMENTO DO INVERSOR

O dimensionamento do sistema deve ser realizado de maneira que o inversor não trabalhe por muito tempo em potências demasiadamente abaixo da nominal nem esteja sobrecarregado.

Devido a redução da potência do módulo FV com o aumento de temperatura, costuma-se dimensionar o gerador FV com potência do módulo superior à do inversor, pois, mesmo quando a irradiância está próxima de 1000 W/m<sup>2</sup>, a potência do gerador FV dificilmente se aproxima de sua potência nominal. Contudo, mesmo em situações em que a potência gerada pelo SFV ultrapasse a máxima potência de entrada do inversor, este ajusta o seu SPPM de modo a limitar a sua potência de entrada, desprezando toda a potência acima deste limite [3].

O Fator de Dimensionamento de Inversores (FDI) representa a relação entre a potência nominal c.a. do inversor (PNca) e a potência de pico do gerador FV (PFV), como na equação que segue,

$$FDI = \frac{P_{Nca}(W)}{P_{FV}(W_p)} \quad (7)$$

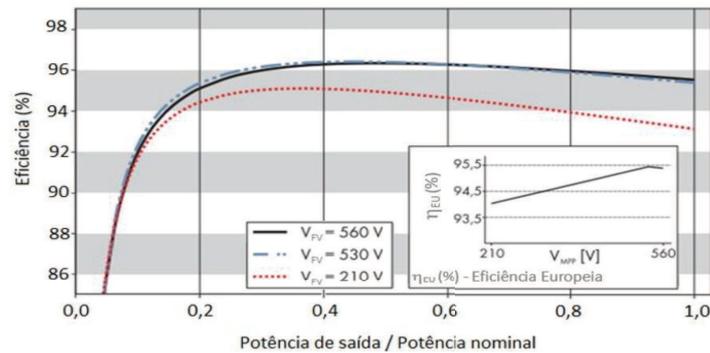
O FDI depende do inversor selecionado, da tecnologia do módulo FV, da orientação e inclinação do painel, além das condições ambientais, como temperatura e radiação local. Portanto, a potência do gerador FV e do inversor devem ser ajustadas de modo que o FDI do inversor tenha a melhor relação custo/benefício.

Os limites inferiores de FDI recomendados por fabricantes e instaladores situam-se na faixa de 0,75 a 0,85, enquanto que o limite superior é de 1,05 [3].

A eficiência de um inversor pode ser influenciada pelas características do arranjo FV, esses fatores são principalmente a tensão do gerador FV e o FDI do inversor. Um projeto otimizado leva em consideração essas características, de modo a aumentar a taxa de desempenho do sistema. A Figura 16 ilustra as curvas de eficiência para um inversor em função desses parâmetros de projeto. É possível observar que, levando-se em conta

somente a tensão de operação do gerador FV, tem-se uma influência de cerca de 2 % na eficiência do inversor para potência de saída acima de da potência nominal. Nem todos os fabricantes de inversores disponibilizam os gráficos de como a tensão do painel FV influencia o dispositivo. Porém, quando indisponível, sugere-se trabalhar com a maior tensão c.c. possível [3].

Figura 8: Gráfico de eficiência do inversor em função do nível de carga e da tensão de operação.

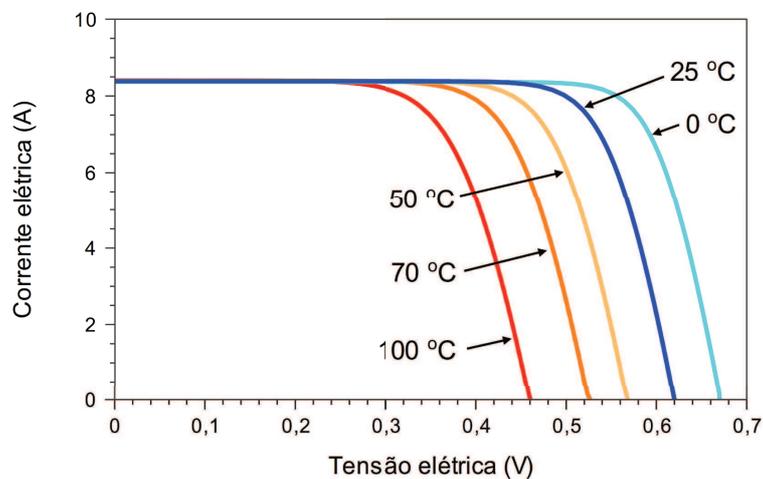


Fonte: [3]

#### 2.6.2.1 CÁLCULO DA TENSÃO DE ENTRADA DO INVERSOR

A tensão de entrada do inversor é a soma das tensões dos módulos associados em série. Como a tensão possui forte dependência da temperatura, as condições extremas de inverno e verão deverão ser utilizadas no dimensionamento. A figura abaixo mostra como a curva I-V de um gerador FV varia em função de sua temperatura de operação [3].

Figura 9: Influência da temperatura da célula fotovoltaica na curva I-V (para irradiância de  $1.000 \text{ W/m}^2$ , espectro AM1,5).



Fonte: [3]

A máxima tensão do sistema ocorre quando o painel FV está ainda em circuito aberto ( $V_{oc}$ ), em baixas temperaturas. Isto pode acontecer durante o período de inverno, ainda no nascer do sol, quando a tensão do sistema se eleva em função da baixa temperatura do gerador FV, e o inversor ainda não se conectou à rede, em virtude da baixa irradiância, ou em função de uma falha na rede. O número máximo de módulos em série conectados ao inversor pode ser calculado pela equação abaixo [3].

$$N^{\circ} \text{módulos}_{série} \cdot V_{OC_{Tmin}} < V_{i_{máx}} \quad (8)$$

Sendo:

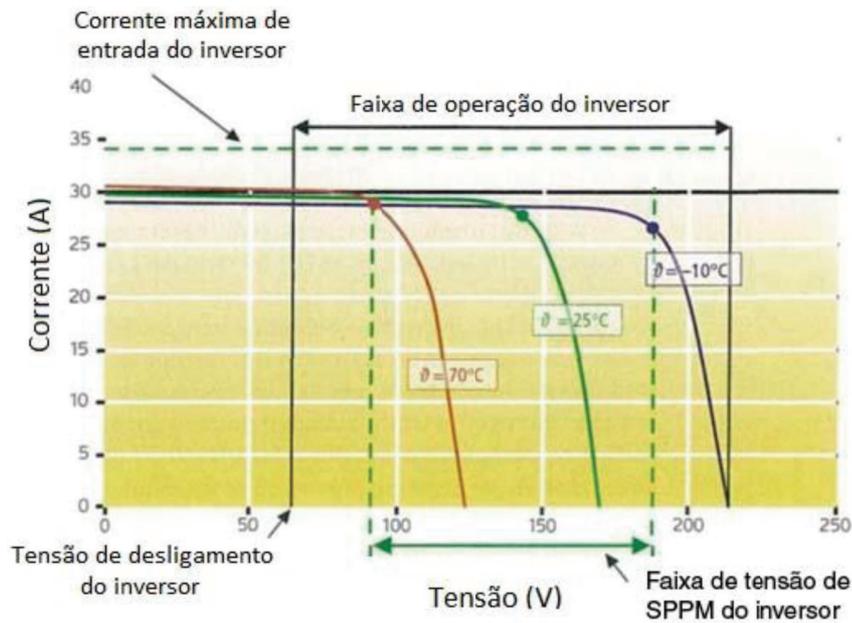
$V_{i_{máx}}$  (V) – Máxima tensão c.c. admitida pela entrada do inversor;

$V_{OC_{Tmin}}$  (V) – Tensão em circuito aberto de um módulo FV em sua menor temperatura de operação prevista.

#### 2.6.2.2 FAIXA DE TENSÃO DE OPERAÇÃO DO SPPM DO INVERSOR

O número de módulos conectados em série deve resultar em tensões com amplitudes dentro da faixa de tensão do SPPM do inversor, como mostra a Figura 18, conforme indicado na Equação 9. Deve-se avaliar se o SFCR possui número suficiente de módulos conectados em série, de modo que a tensão seja superior à mínima tensão de SPPM do inversor, pois caso a tensão do painel se reduza abaixo da mínima tensão de SPPM do inversor, o sistema será desconectado. Da mesma forma, em períodos frios a tensão de potência máxima da série FV na mínima temperatura de operação prevista deve ser inferior a tensão máxima de operação do SPPM do inversor [3].

Figura 10: Curvas  $I-V$  de um gerador FV em função da temperatura, com janelas de tensão do SPPM e de operação do inversor.



Fonte: [3]

$$\frac{V_{iSSPM\ min}}{V_{mpT\ máx}} < N^{\circ}\ módulos_{série} < \frac{V_{iSSPM\ máx}}{V_{mpT\ mín}} \quad (9)$$

Sendo:

$V_{iSSPM\ mín}$  (V) – Mínima tensão c.c. de operação do SPPM do inversor;

$V_{iSSPM\ máx}$  (V) – Máxima tensão c.c. de operação do SPPM do inversor;

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

$V_{mpT\ máx}$  – Tensão de potência máxima ( $V_{mp}$ ) de um módulo FV na maior temperatura de operação prevista.

### 2.6.2.3 CORRENTE MÁXIMA C.C. DO INVERSOR

Para garantir que o valor da corrente máxima de entrada c.c. do inversor não seja ultrapassada, calcula-se o número máximo de fileiras das séries fotovoltaicas, conectadas em paralelo, conforme a Equação 10.

$$N^{\circ} \text{ máximo de fileiras em paralelo} = \frac{I_{imáx}}{I_{SC}} \quad (10)$$

Sendo:

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

$I_{SC} (A)$  – Corrente de curto circuito do módulo FV nas STC (*Standard test conditions*).

## 2.7 ANÁLISE FINANCEIRA

Algumas técnicas de análise financeira são utilizadas para tomada de decisão de investimento em um projeto. Essas técnicas fornecem quantitativos ao investidor, permitindo saber uma estimativa do tempo de retorno do investimento, do lucro ou prejuízo que o projeto proporcionará em toda sua vida útil [8].

O valor presente líquido, a taxa interna de retorno e o *payback* são os métodos de análise econômica que serão aplicados no estudo.

### 2.7.1 VALOR PRESENTE LÍQUIDO

O Método do Valor Presente Líquido tem por finalidade analisar o impacto de rendimentos futuros com base no valor presente do capital. De maneira geral, o método mensura os valores presentes do fluxo de caixa gerado pelo projeto de investimento no decorrer de toda sua vida útil [9].

O método de análise pelo VPL é utilizado em virtude de que um montante financeiro que se recebe no futuro não possui o mesmo valor monetário que o montante no presente, já que, passados alguns anos, vários fatores financeiros como juros e instabilidade do mercado financeiro, podem ter incidido sobre o valor do capital. Calcula-se o VPL de acordo com a seguinte expressão:

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

Sendo:

$I$  – valor de investimento inicial;

$FC_t$  – fluxo de caixa no t-ésimo período;

$t$  – período de tempo que o dinheiro será investido;

$n$  – último período do investimento;

$k$  – custo de capital.

Como qualquer investimento só gera fluxo de caixa futuro, é preciso atualizar o valor para cada um desses fluxos de caixa e, com isso, compará-los com o valor do investimento. Desse modo, caso o valor do investimento seja inferior ao valor atual dos fluxos de caixa, o VPL é positivo, significando rentabilidade positiva para o investimento [10].

### 2.7.2 TAXA INTERNA DE RETORNO – TIR

A taxa interna de retorno 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. A Equação para calcular a TIR é dada por:

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

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.

### 2.7.3 PAYBACK

Playback é o período de tempo necessário para se obter o retorno de todo um investimento.

Este método, apesar de ser um método de análise geral, é extremamente limitado. Nesse indicador não se considera risco, correção monetária ou financiamento, simplesmente o valor em que o lucro líquido se iguala ao valor aplicado no investimento analisado [9].

O *payback* é dado pela seguinte expressão,

$$PB = \frac{I}{R_e}, \quad (13)$$

em que  $I$  é o investimento inicial e  $R_e$  representa as receitas obtidas em um período de tempo fixo (semanal, mensal, anual, etc).

### 3 DESENVOLVIMENTO

Nesta seção será desenvolvido o projeto de um SFCR para complementar a demanda de energia solicitada pelas instalações conectadas ao transformador, localizado nas imediações do estacionamento do departamento de engenharia elétrica da UFCG, e sua respectiva análise de viabilização financeira baseada nos valores disponíveis no mercado.

O projeto do um SFCR constitui-se das seguintes etapas principais:

1. Levantamento adequado do recurso solar disponível no local da aplicação;
2. Definição da localização e configuração do sistema;
3. Levantamento adequado de demanda e consumo de energia elétrica;
4. Dimensionamento do gerador fotovoltaico;
5. Dimensionamento dos equipamentos do inversor para interligação com a rede;
6. Dimensionamento dos condutores e proteções.

#### 3.1 LEVANTAMENTO DO RECURSO SOLAR

Nessa etapa do projeto, é de fundamental importância a obtenção de dados precisos, pois a quantificação da radiação solar que irá incidir sobre o painel FV influencia diretamente sobre os parâmetros técnicos e, conseqüentemente, implicará nos custos financeiros do estudo.

Utilizou-se a base de dados da ferramenta SunData, do CRESESB, a qual 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/m<sup>2</sup>.dia no plano horizontal e com o ângulo de inclinação igual à latitude, correspondentes às diárias médias mensais para os 12 meses do ano.

O sistema projetado está localizado na cidade de Campina Grande, PB, cujas coordenadas em latitude e longitude são: (-7.23056 S, -35.88111 O). Após a inserção

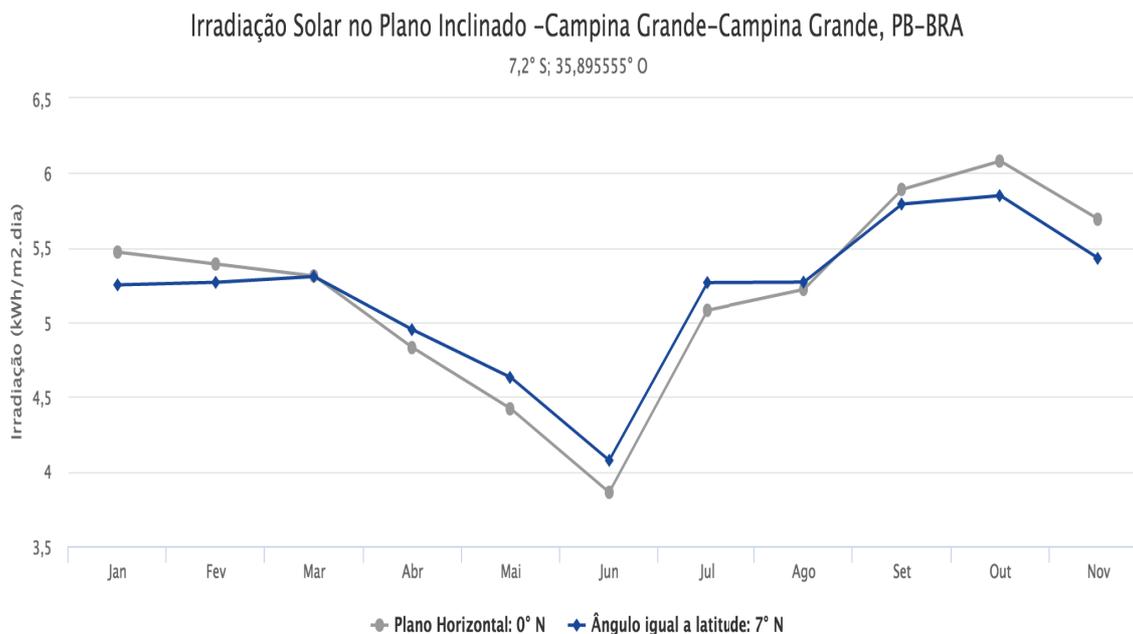
dos dados no sistema, obteve-se os valores médios de irradiação solar por mês, com os painéis posicionados no plano horizontal e inclinados igual à latitude, conforme ilustrada na Tabela 2 e Figura 19.

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 – BRASIL															
Latitude: 7,2° S															
Longitude: 35,895555° O															
Distância do ponto de referência (7.23056 S, 35.88111 O): 3,8 km															
Tipo	Inclinação	Irradiação solar diária média mensal [kWh/m <sup>2</sup> .dia]													
		JAN	FEV	MAR	ABR	MAI	JUN	JUL	AGO	SET	OUT	NOV	DEZ	MÉDIA	DELTA
Plano Horizontal	0° N	5,47	5,39	5,31	4,83	4,42	3,86	3,63	5,08	5,22	5,89	6,08	5,69	5,09	2,25
Ângulo igual a latitude	7° N	5,25	5,27	5,31	4,95	4,63	4,07	4,02	5,27	5,27	5,79	5,85	5,43	5,09	1,83

Fonte: [13]

Figura 11: Gráfico da irradiação solar mensal no plano horizontal e no plano inclinado.



Fonte: [13]

Para facilitar cálculos futuros, utilizou-se a Equação 1 para encontrar o número de horas de sol pleno.

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

O valor que é inserido no denominador refere-se a média aritmética entre a média anual para o plano inclinado e para a inclinação equivalente à latitude, que resultou em 5,09 kWh/m<sup>2</sup>.dia.

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

### 3.2 LOCALIZAÇÃO E CONFIGURAÇÃO DO SISTEMA

Os módulos fotovoltaicos estarão locados no estacionamento do DEE da UFCG e serão fixados em estruturas metálicas para proporcionarem uma área sombreada aos carros que estarão sob o sistema gerador. Serão necessárias bases de concreto para apoio dos pilares metálicos

O sistema é do tipo *BIPV*, do inglês, *Building Integrated Photovoltaics*, que consiste em incorporar os módulos fotovoltaicos à construção, nesse caso as telhas convencionais serão substituídas pelos painéis FV, conforme mostra a Figura 12 abaixo.

Figura 12 – Vista de uma parte do sistema projetado



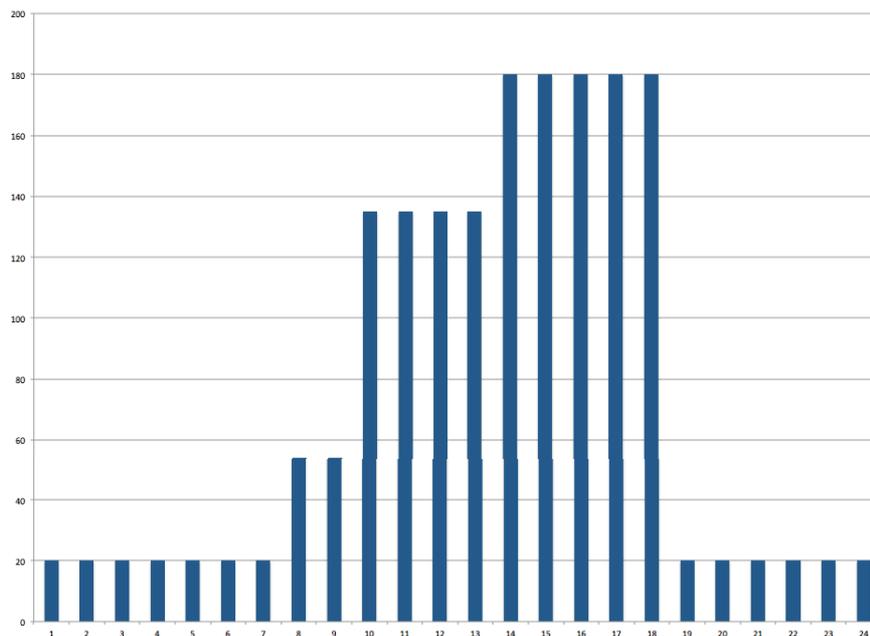
Fonte: [15]

A topologia selecionada para compor o projeto foi a SFCR. O ponto de conexão escolhido entre o sistema fotovoltaico e a rede foi o lado de baixa tensão do gerador, localizado no pátio do DEE, que alimenta alguns blocos do departamento.

### 3.3 LEVANTAMENTO DO CONSUMO DE ENERGIA ELÉTRICA

Foi feita uma estimativa da carga conectada ao transformador que servirá de ponto de conexão com o SFV. A potência nominal do transformador é de 300 kVA, dessa forma, estimou-se que, em horário de maior demanda, entre 14 horas e 18 horas, sua potência seria de 180 kVA. Já nos outros horários, a carga exige potências de menores valores. A Figura 20 mostra a curva da potência estimada exigida pela carga durante 24 horas.

Figura 13: Potência estimada pela carga durante 24 horas.



Fonte: Próprio Autor.

O consumo diário é obtido por meio do produto da demanda pelo número de horas de utilização ao longo do dia, sua unidade é dada em [kWh/dia]. Assim, precisa-se, primeiramente, converter os dados de [VA] para [W], por meio da Equação 14.

$$P = V \cdot I \cdot \cos\phi \quad (14)$$

Onde,

$V$  – Tensão de operação;

$I$  – Corrente que está fluindo pela carga;

$\cos\phi$  – fator de potência da carga.

Estipulou-se que o valor do fator de potência de todas as instalações conectadas ao transformador é de 0,92. Portanto, tem-se os valores de potência ativa conforme a Tabela 3.

Tabela 3: Valores de potência ativa da carga em 24 horas.

Intervalo	Potência Aparante [kVA]	Potência Ativa [kW]
00 – 08	20	18,4
08 – 10	54	49,68
10 – 14	135	124,2
14 – 18	180	165,6
18 – 24	20	18,4

Fonte: Próprio autor.

Por fim, calculou-se os valores de consumo diário, conforme mostrados na Tabela 4.

Tabela 4: Consumo diário de energia.

Intervalo	Demanda · horas	Consumo [kWh]
00 – 08	18,4 x 8	147,2
08 – 10	49,68 x 2	99,36
10 – 14	124,2 x 4	496,8
14 – 18	165,6 x 4	662,4
18 – 24	18,4 x 6	110,4
		<b>Consumo Diário: 1.516,6 kWh/dia</b>

Fonte: Próprio autor.

### 3.4 DIMENSIONAMENTO DO GERADOR FOTOVOLTAICO

Existem duas maneiras de calcular a quantidade de painéis que serão instalados, uma delas é tomando por base a área disponível, a outra maneira é em função da quantidade de energia elétrica que se deseja gerar. Como o estudo tem a finalidade de complementar a energia demandada pela carga, o projeto será baseado apenas pela área disponível para geração. Para isso, calculou-se a área que será coberta por painéis Canadian CSI CS6P – 265P, com dimensões de 1,638 metros por 0,982 metros, conforme descrito na especificação técnica apresentada na Tabela 5.

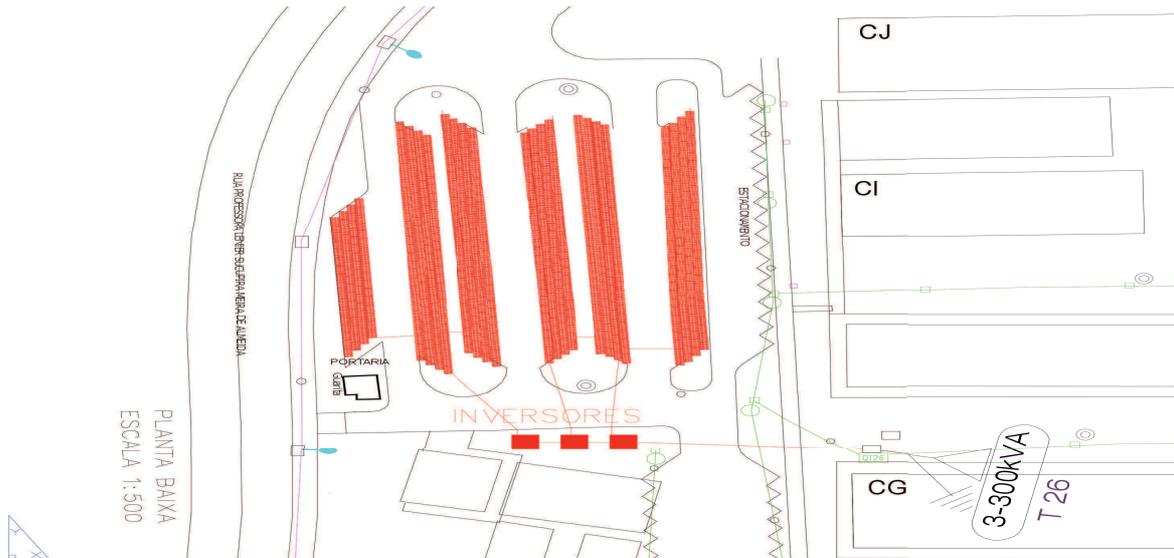
Tabela 5: Especificações Técnicas do Painel Canadian CSI CS6P – 265P.

<b>Especificações Técnicas – Modelo Canadian CSI CS6P – 265P</b>	
<b>Máxima Potência (<math>P_{m\acute{a}x}</math>)</b>	265 W <sub>p</sub>
<b>Tensão de Máxima Potência (<math>V_m</math>)</b>	30,6 V
<b>Corrente de Máxima Potência (<math>I_{mpp}</math>)</b>	8,66 A
<b>Tensão de Circuito Aberto (<math>V_{OC}</math>)</b>	37,7 V
<b>Corrente de Curto-Circuito (<math>I_{sc}</math>)</b>	9,23 A
<b>Tensão Máxima do Sistema</b>	1000 V
<b>Eficiência (<math>\eta</math>)</b>	16,47%
<b>Temperatura Nominal da Célula</b>	47°C
<b>Dimensões</b>	1638/982/40 mm
<b>Número de células e tipo</b>	60, Silício Policristalino
<b>Peso</b>	18,0 kg

Fonte: [15]

No total foram distribuídos 648 painéis ao longo do estacionamento do DEE, conforme evidenciado na Figura 22.

Figura 14: Planta baixa do estacionamento do DEE com o sistema fotovoltaico incluso.



Fonte: Próprio autor.

A potência total do sistema gerador foi calculada pela multiplicação entre o número de painéis e a potência de pico de cada unidade, como mostra a expressão abaixo.

$$P_{FV} = 648 \cdot 265 = 171,720 \text{ kW}$$

Escolheu-se o Inversor Red 50000 W INGECON Sun Power Galvo como conversor CC/CA do sistema gerador, com saída trifásica de 380 V entre linhas, cuja eficiência de conversão é de 96,3%. As especificações técnicas do equipamento são mostradas na Tabela 6 a seguir.

Tabela 6: Especificações técnicas do Inversor Red 60000W INGECON Sun Power Galvo.

Dados Elétricos	
Potência de saída nominal	55.000 kW
Máxima corrente de entrada ( $I_{imáx}$ )	130 A
Máxima corrente de saída ( $I_{omáx}$ )	93 A
Tensão mínima de entrada ( $V_{imin}$ )	405 V
Tensão máxima de entrada ( $V_{imáx}$ )	900 V
Faixa de Tensão do SPPM ( $V_{iSPPMmin} - V_{iSPPMmáx}$ )	405 – 750 V
Eficiência ( $\eta$ )	96,3%
Características Físicas	
Dimensões	1761/1031/877 mm
Peso	900 kg

Fonte: [14]

Com a finalidade de quantificar a energia média diária gerada, tomou-se uso a Equação (6) para obtenção desse dado.

$$E_g(kWh/dia) = HSP \cdot P_{FV} \cdot TD \quad (6)$$

$$E_g = 5,09 \cdot 171,720 \cdot 0,963$$

$$E_g = 841,714 kWh/dia$$

Portanto, a energia CA total gerada pelo sistema FV é capaz de atender pouco mais que a metade da energia demandada pela carga durante um dia.

### 3.5 DIMENSIONAMENTO DO INVERSOR

Recaptulando o que foi citado na subseção 2.6.2, 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 ( $P_{NCA}$ ) e a potência de pico do gerador FV ( $P_{FV}$ ), como mostrada na Equação 7.

Em cada inversor será conectada uma carga de 60 kW.

$$FDI = \frac{P_{Nca}(W)}{P_{FV}(W_p)} \quad (7)$$

$$FDI = \frac{55000}{60000}$$

$$FDI = 0,91$$

Para fins de dimensionamento do inversor, além de atender aos requisitos do FDI, deve-se satisfazer a Equação 9, cuja finalidade é fazer com que o número de módulos conectados em série mantenham-se no intervalo de tensão do SPPM do inversor.

$$\frac{V_{iSSPM\ min}}{V_{mpT\ máx}} < N^{\circ} \text{módulos}_{série} < \frac{V_{iSSPM\ máx}}{V_{mpT\ mín}} \quad (9)$$

Os valores de  $V_{mpT\ máx}$  e  $V_{mpT\ mín}$  foram calculados a partir da Equação 15, que trata sobre o efeito causado na tensão dos painéis pela variação temperatura.

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

Sendo,

$\beta$  o coeficiente de variação da tensão de circuito aberto com a temperatura, que é dado por:  $\beta = \frac{\Delta V_{OC}}{\Delta T}$ .

No ano de 2016, a menor temperatura registrada na cidade de Campina Grande foi de 17°C e, 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. Portanto, calculou-se os valores de  $V_{mpT\ mín}$  e  $V_{mpT\ máx}$ .

$$V_{mpT\ mín} (T = 17^{\circ}\text{C}) = 37,7 \cdot \left(1 + \left(-\frac{0,31}{100}\right) \cdot (17 - 25)\right)$$

$$V_{mpT\ mín} (T = 17^{\circ}\text{C}) = 38,63 \text{ V}$$

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

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

De posse desses dados, calculou-se o número de módulos em série:

$$\frac{405}{31,27} < N^{\circ} \text{módulos}_{série} < \frac{750}{38,63}$$

$$\frac{405}{31,27} < N^{\circ} \text{módulos}_{série} < \frac{750}{38,63}$$

$$12,95 < N^{\circ} \text{módulos}_{\text{série}} < 19,4$$

Assim sendo, a associação série dos painéis FV deve estar entre 13 e 19 módulos em série.

Além da associação em série, existe uma limitação quanto a associação em paralelo, pois o inversor FV possui uma corrente máxima de entrada c.c. que não deve ser ultrapassada, segundo a Equação 10, tem-se:

$$N^{\circ} \text{máximo de fileiras em paralelo} = \frac{I_{i\text{máx}}}{I_{sc}} \quad (10)$$

Assim,

$$N^{\circ} \text{máximo de fileiras em paralelo} = \frac{156}{9,23} = 16,9$$

Portanto, o número máximo de fileiras que devem ser conectadas em paralelo é de 16. Então, decidiu-se fazer o arranjo do sistema FV com 12 *strings* paralelas, cada uma contendo no máximo 19 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 8.

$$N^{\circ} \text{módulos}_{\text{série}} \cdot V_{OC_{T\text{mín}}} < V_{i\text{máx}} \quad (8)$$

$$19 \cdot 37,7 \cdot \left(1 + \left(-\frac{0,31}{100}\right) \cdot (17 - 25)\right) < 900$$

$$734,06 < 900$$

### 3.6 DIMENSIONAMENTO DOS CONDUTORES

Nesta seção, serão dimensionados os condutores a serem instalados entre o conjunto de painéis e o inversor, e o trecho entre o inversor e o ponto de conexão com a

rede. A NBR 5410 foi utilizada como fonte de base para auxiliar na escolha da bitola do cabeamento, pois indica a espessura dos condutores em função do tipo de instalação e da capacidade de condução de corrente.

Primeiramente, calculou-se a corrente total do projeto, lembrando que o sistema foi segregado em 3 blocos de geração devido a arquitetura do local em questão. Conforme os valores obtidos na seção anterior, tem-se que cada bloco de geração possui 12 *strings* paralelas, cada uma contendo 19 módulos em série. Sendo assim, calculou-se a corrente e tensão total de operação de cada bloco, como segue abaixo:

*Tensão de operação do conjunto:  $V_{OP}$*

$$V_{OP} = 19 \cdot 30,6 = 581,4 \text{ Volts}$$

*Potência total do conjunto de 19 módulos em série:  $P_{TOTAL}$*

$$P_{TOTAL} = 19 \cdot 265$$

$$P_{TOTAL} = 5035 \text{ Watts}$$

*Corrente de um conjunto de 19 módulos em série:  $I$*

$$I = \frac{P_{TOTAL}}{V_{OP}}$$

$$I = \frac{5035}{581,4}$$

$$I = 8,66 \text{ A}$$

*Corrente total de um conjunto de 12 strings:  $I_{TOTAL}$*

$$I_{TOTAL} = 12 \cdot 8,66 = 103,92 \text{ A}$$

Devido aos transitórios decorrentes do sistema e pelo fato do cabeamento estar embutido em eletroduto exposto ao ar livre, aplicou-se um fator de correção de 15% à corrente total como margem de segurança do projeto.

$$I_{TOTAL} = 103,92 \cdot 1,15 = 119,508 \text{ A}$$

Consultando as Tabelas 33 e 36 da NBR5410, presente no Anexo A, decidiu-se que o método B1 seria a forma de instalação das linhas elétricas do sistema e, portanto, a partir do método de instalação e da corrente total do conjunto encontrada, inferiu-se que a seção dos condutores PVC entre cada bloco de geração e o inversor foi de 50 mm<sup>2</sup>.

No trecho entre o inversor e o ponto de conexão com a rede foram utilizados condutores multipolares em canaleta fechada embutida no piso, dessa forma, decidiu-se que o método B2 será aplicado na execução do projeto. Segundo as especificações técnicas do inversor escolhido - Tabela 4 - a corrente máxima de saída do equipamento é de 93 A, portanto, a seção dos condutores foi de 50 mm<sup>2</sup>.

### 3.7 DIMENSIONAMENTO DAS PROTEÇÕES

Para garantir a confiabilidade e segurança de um SFV, medidas específicas de proteção devem ser aplicadas para manter a integridade das pessoas e dos equipamentos relacionados ao SFV. 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 contra surtos (DPS) devem ser instalados na entrada e saída dos inversores.

#### 3.7.1 DIMENSIONAMENTO DAS PROTEÇÕES AC

- Disjuntor AC: Para fins de dimensionamento do disjuntor AC, tomou-se por base a corrente de saída nominal do inversor e a corrente máxima

suportada pelos condutores desse trecho, 93 A e 118 A, respectivamente. Para tanto, selecionou-se o disjuntor Siemens Tripolar 5SP4, cujo valor da corrente nominal é de 100 A. As características técnicas do equipamento encontram-se no Anexo C;

- DPS AC: Para especificar um Dispositivo de Proteção contra Surtos (DPS) é necessário que se determine o seu tipo, a tensão nominal de operação e a corrente de impulso. Portanto, neste projeto o DPS selecionado foi o Schneider Tipo I 230 V – 25 kA (PRD1 MASTER 3P 25 kA CL), conforme especificação técnica presente no Anexo D.

### 3.7.2 DIMENSIONAMENTO DAS PROTEÇÕES CC

- Disjuntor CC: Para dimensionamento do disjuntor CC segue-se a mesma regra aplicada ao disjuntor AC. Visto que o valor da corrente do projeto é de 118,23 A, escolheu-se o disjuntor Schneider C120NA-DC para proteção do trecho painéis-inversor. As características técnicas do equipamento encontram-se no Anexo E;
- DPS CC: Para proteção contra surtos no lado CC foi escolhido o DPS Schneider Tipo II 600 V – 40 kA, conforme especificação presente no Anexo F.

## 3.8 ANÁLISE ECONÔMICA

Com a finalidade de avaliar a viabilidade econômica do projeto evidenciado nas seções anteriores, foi necessário um levantamento de preço para cada componente do sistema fotovoltaico baseado nos valores praticados no mercado, conforme mostrados na Tabela 7.

Tabela 7: Orçamento do sistema fotovoltaico.

Equipamento	Qtd.	Valor Und.	Valor
Painel Canadian CSI - CS6P - 265P	648	R\$ 899,00	R\$ 582.552,00
Inversor Red 50kW INGECON Sun Power Galvo	3	R\$ 60.156,80	R\$ 180.470,40
Suporte para fixação dos painéis	648	R\$ 110,00	R\$ 71.280,00
Disjuntor CC Schneider C120NA-DC	3	R\$ 1.125,00	R\$ 3.375,00
Disjuntor Siemens 10kA 3P 100A D	1	R\$ 509,60	R\$ 509,60
Condutor de 50 mm <sup>2</sup>	550 m	R\$ 16,00	R\$ 8.800,00
DPS CC - Schneider DPS iPRD-DC40r 600PV	3	R\$ 549,00	R\$ 1.647,00
DPS AC – Schneider DPS	1	R\$ 3.908,44	R\$ 3.908,44
Sistema de monitoramento	1	R\$ 2.200,00	R\$ 2.200,00
Projeto elétrico e regularização do sistema com a distribuidora local	1	R\$ 7.000,00	R\$ 7.000,00
Execução do projeto	1	R\$ 40.000,00	R\$ 40.000,00
			<b>Total: 901.792,44</b>

Fonte: Próprio autor.

Conforme verifica-se na Tabela acima, o custo total do sistema é de R\$ 901.792,44.

De acordo com a tabela tarifária da ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica), presente no Anexo B, a UFCG se enquadra como consumidor do tipo A4, cuja tarifa em horário fora de ponta é de 0,21497 R\$/kWh. Para análise financeira, considerou-se o reajuste anual de 5% ao ano nos próximos 25 anos subsequentes, pois um sistema fotovoltaico possui uma vida útil de aproximadamente 25 anos.

Pelo fato de se tratar de um investimento de longo prazo, é importante considerar o valor do capital no tempo através do custo de oportunidade, que corresponde ao que se deixa de ganhar em uma segunda alternativa por se escolher a primeira. Dessa forma, o investimento pretendido precisa render mais que o custo de oportunidade do capital. Portanto, como fator de comparação, foi utilizada a taxa de rendimento acumulada até o mês de novembro da poupança de 2016, cujo valor é de 7,6553%.

Tabela 8: Valores economizados anualmente considerando um aumento de 5% ao ano na tarifa.

<b>t</b>	<b>Ano</b>	<b>Tarifa [R\$/kWh]</b>	<b>Economia anual [R\$]</b>
1	2017	0.21497	65.139,57
2	2018	0.22572	68.396,55
3	2019	0.23700	71.816,37
4	2020	0.24885	75.407,19
5	2021	0.26130	79.177,55
6	2022	0.27436	83.136,43
7	2023	0.28808	87.293,25
8	2024	0.30248	91.657,92
9	2025	0.31761	96.240,81
10	2026	0.33349	101.052,85
11	2027	0.35016	106.105,50
12	2028	0.36767	111.410,77
13	2029	0.38606	116.981,31
14	2030	0.40536	122.830,38
15	2031	0.42563	128.971,89
16	2032	0.44691	135.420,49
17	2033	0.46925	142.191,51
18	2034	0.49272	149.301,09
19	2035	0.51735	156.766,14
20	2036	0.54322	164.604,45
21	2037	0.57038	172.834,67
22	2038	0.59890	181.476,41
23	2039	0.62884	190.550,23
24	2040	0.66029	200.077,74
25	2041	0.69330	210.081,63
<b>TOTAL:</b>			<b>3.108.922,84</b>

Fonte: Próprio autor.

Para calcular o VPL, TIR e Payback, é necessário realizar o deslocamento de todos os retornos anuais para a data inicial do investimento, como mostra a Tabela 9.

Tabela 9: Valor presente líquido sob uma taxa de atratividade de 7,6553% ao ano durante 25 anos.

<b>t</b>	<b>Ano</b>	<b>Valor Presente Líquido em 2016 [R\$]</b>
1	2017	60.345,26
2	2018	58.699,00
3	2019	57.097,66
4	2020	55.540,00
5	2021	54.024,83
6	2022	52.551,00
7	2023	51.117,38
8	2024	49.722,87
9	2025	48.366,40
10	2026	47.046,93
11	2027	45.763,46
12	2028	44.515,01
13	2029	43.300,61
14	2030	42.119,34
15	2031	40.970,30
16	2032	39.852,61
17	2033	38.765,40
18	2034	37.707,86
19	2035	36.679,16
20	2036	35.678,53
21	2037	34.705,20
22	2038	33.758,42
23	2039	32.837,47
24	2040	31.941,65
25	2041	31.070,26
<b>TOTAL:</b>		<b>1.104.176,73</b>

Fonte: Próprio autor.

A partir da Equação 11 calculou-se o VPL ao fim dos 25 anos, como segue:

$$VPL = -901.792,44 + 1.104.176,73 \quad (13)$$

$$VPL = R\$ 202.383,89$$

Como se pode observar, o valor do VPL é positivo, tornando o projeto viável sob o ponto de vista financeiro.

Já a taxa interna de retorno (TIR) calculada foi de 9,93%, conseqüentemente maior do que a taxa média de atratividade, tornando o projeto economicamente viável.

Por fim, o tempo de retorno do investimento (*Payback*) foi de 11 anos, corroborando, juntamente com os outros métodos utilizados, a viabilidade financeira do investimento.

## 4 CONCLUSÃO

A implantação de sistemas de micro e minigeração como complemento de fornecimento de energia se mostraram promissores sob o ponto de vista ambiental e financeiro, motivado pela crescente busca de soluções para redução da emissão de gás carbônico na atmosfera e pela capacidade de cada consumidor produzir sua própria energia de forma mais acessível.

O custo de investimento de um sistema solar ainda continua oneroso, apesar dos avanços tecnológicos alcançados, porém dependendo da relação entre a potência demandada e a potência gerada, o investimento pode se tornar viável economicamente. É de grande importância o incentivo financeiro que vem sendo realizado pelo governo para facilitar a adesão de mais habitantes a essa modalidade de geração de energia.

Para que o sistema planejado continue com o VPL positivo, tem-se uma margem adicional de custo de R\$ 202.383,89, ou seja, mesmo que o custo total do projeto seja acrescido desse valor, o investimento irá se encontrar no limiar de viabilidade econômica. Com avanços tecnológicos pode-se obter uma redução no valor final de cada painel solar e, conseqüentemente, uma melhora significativa no *payback* e na Taxa Interna de Retorno, tornando os investimentos em sistemas fotovoltaicos ainda mais rentáveis.

## REFERÊNCIAS

- [1] **Federação das Indústrias do Estado do Rio de Janeiro (FIRJAN)**, 2011. Quanto custa a energia para a indústria no Brasil? Rio de Janeiro. Disponível em: <<http://www.firjan.com.br/lumis/portal/file/fileDownload.jsp?fileId=2C908A8F4EBC426A014EC144C72E2A51&inline=1>> Acessado em: 19/07/2016.
- [2] **Empresa de Pesquisa Energética (EPE)**, 2012. Análise da Inserção da Geração Solar Na Matriz Elétrica Brasileira. Rio de Janeiro. Disponível em: <[http://www.epe.gov.br/geracao/documents/estudos\\_23/nt\\_energiasolar\\_2012.pdf](http://www.epe.gov.br/geracao/documents/estudos_23/nt_energiasolar_2012.pdf)> Acessado em: 19/07/2016.
- [3] PINHO, J. T., GALDINO, M. A., et al. **Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos**. CRESESB, 2014.
- [4] **Portal Solar**. Disponível em <http://www.portalsolar.com.br/> Acesso em: Abril de 2016.
- [5] Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL. **Resolução Normativa N° 687**, 2015.
- [6] Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL. **Resolução Normativa N° 482**, 2012.
- [7] LEAL, S. D. B. **Relatório de Estágio Supervisionado, Prefeitura Universitária - UFCG**, 2016.
- [8] DANTAS, S. A. S. **Estudo de Caso de Viabilidade Econômica de Instalação de Sistema de Geração Solar Fotovoltaico**, 2015.
- [9] SAMANEZ, C. P. **Engenharia Econômica**, 2008.
- [10] BLATT, ADRIANO. **Leasing uma abordagem prática**, 1998.
- [11] Solarterra - Soluções em Energia Alternativa. **Curso Energia Solar Fotovoltaica**, 2008.
- [12] SERRÃO, M. A. S. **Dimensionamento de um Sistema Fotovoltaico para uma Casa de Veraneio em Pouso da Cajaíba - Paraty**, 2010.
- [13] **CRESESB - Centro de Referência para Energia Solar e Eólica**. Potencial Solar - SunData. Disponível em: <<http://www.cresesb.cepel.br/index.php#data>>. Acessado em: 07/10/2016.
- [14] **AutoSolar**. Disponível em: <[https://autosolar.es/inversores/inversor-de-conexion-a-red/inversor-red-trifásico/Inversor-de-Conexion-a-Red-60000W-INGECON-Sun-Power-60-kW\\_precio](https://autosolar.es/inversores/inversor-de-conexion-a-red/inversor-red-trifásico/Inversor-de-Conexion-a-Red-60000W-INGECON-Sun-Power-60-kW_precio)>. Acessado em: 10/10/2016.

[15] **NeosolarEnergia**. Disponível em: <<http://www.neosolar.com.br/loja/painel-solar-fotovoltaico-265wp-canadian-csi-cs6p-265p.html>>. Acessado em: 10/10/2016.

[16] ALONSO; GARCIA; SILVA, 2013; **CRESESB**, 2008.

# ANEXO A – ABNT NBR 5410: 2004

ABNT NBR 5410:2004

**Tabela 33 — Tipos de linhas elétricas**

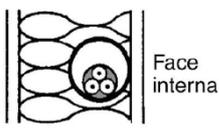
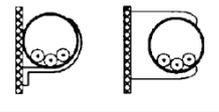
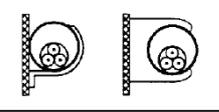
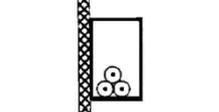
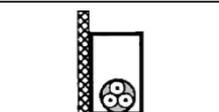
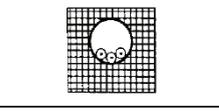
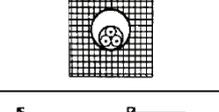
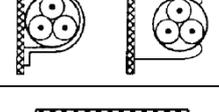
Método de instalação número	Esquema ilustrativo	Descrição	Método de referência <sup>1)</sup>
1	 Face interna	Condutores isolados ou cabos unipolares em eletroduto de seção circular embutido em parede termicamente isolante <sup>2)</sup>	A1
2	 Face interna	Cabo multipolar em eletroduto de seção circular embutido em parede termicamente isolante <sup>2)</sup>	A2
3		Condutores isolados ou cabos unipolares em eletroduto aparente de seção circular sobre parede ou espaçado desta menos de 0,3 vez o diâmetro do eletroduto	B1
4		Cabo multipolar em eletroduto aparente de seção circular sobre parede ou espaçado desta menos de 0,3 vez o diâmetro do eletroduto	B2
5		Condutores isolados ou cabos unipolares em eletroduto aparente de seção não-circular sobre parede	B1
6		Cabo multipolar em eletroduto aparente de seção não-circular sobre parede	B2
7		Condutores isolados ou cabos unipolares em eletroduto de seção circular embutido em alvenaria	B1
8		Cabo multipolar em eletroduto de seção circular embutido em alvenaria	B2
11		Cabos unipolares ou cabo multipolar sobre parede ou espaçado desta menos de 0,3 vez o diâmetro do cabo	C
11A		Cabos unipolares ou cabo multipolar fixado diretamente no teto	C

Tabela 33 (continuação)

Método de instalação número	Esquema ilustrativo	Descrição	Método de referência <sup>1)</sup>
33		Condutores isolados ou cabos unipolares em canaleta fechada embutida no piso	B1
34		Cabo multipolar em canaleta fechada embutida no piso	B2
35		Condutores isolados ou cabos unipolares em eletrocalha ou perfilado suspensa(o)	B1
36		Cabo multipolar em eletrocalha ou perfilado suspensa(o)	B2
41		Condutores isolados ou cabos unipolares em eletroduto de seção circular contido em canaleta fechada com percurso horizontal ou vertical <sup>7)</sup>	$1,5 D_e \leq V < 20 D_e$ B2 $V \geq 20 D_e$ B1
42		Condutores isolados em eletroduto de seção circular contido em canaleta ventilada embutida no piso	B1
43		Cabos unipolares ou cabo multipolar em canaleta ventilada embutida no piso	B1
51		Cabo multipolar embutido diretamente em parede termicamente isolante <sup>2)</sup>	A1

**Tabela 36 — Capacidades de condução de corrente, em ampères, para os métodos de referência A1, A2, B1, B2, C e D**

**Condutores: cobre e alumínio**  
**Isolação: PVC**  
**Temperatura no condutor: 70°C**  
**Temperaturas de referência do ambiente: 30°C (ar), 20°C (solo)**

Seções nominais mm <sup>2</sup>	Métodos de referência indicados na tabela 33											
	A1		A2		B1		B2		C		D	
	Número de condutores carregados											
	2	3	2	3	2	3	2	3	2	3	2	3
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)	(11)	(12)	(13)
<b>Cobre</b>												
0,5	7	7	7	7	9	8	9	8	10	9	12	10
0,75	9	9	9	9	11	10	11	10	13	11	15	12
1	11	10	11	10	14	12	13	12	15	14	18	15
1,5	14,5	13,5	14	13	17,5	15,5	16,5	15	19,5	17,5	22	18
2,5	19,5	18	18,5	17,5	24	21	23	20	27	24	29	24
4	26	24	25	23	32	28	30	27	36	32	38	31
6	34	31	32	29	41	36	38	34	46	41	47	39
10	46	42	43	39	57	50	52	46	63	57	63	52
16	61	56	57	52	76	68	69	62	85	76	81	67
25	80	73	75	68	101	89	90	80	112	96	104	86
35	99	89	92	83	125	110	111	99	138	119	125	103
50	119	108	110	99	151	134	133	118	168	144	148	122
70	151	136	139	125	192	171	168	149	213	184	183	151
95	182	164	167	150	232	207	201	179	258	223	216	179
120	210	188	192	172	269	239	232	206	299	259	246	203
150	240	216	219	196	309	275	265	236	344	299	278	230
185	273	245	248	223	353	314	300	268	392	341	312	258
240	321	286	291	261	415	370	351	313	461	403	361	297
300	367	328	334	298	477	426	401	358	530	464	408	336
400	438	390	398	355	571	510	477	425	634	557	478	394
500	502	447	456	406	656	587	545	486	729	642	540	445
630	578	514	526	467	758	678	626	559	843	743	614	506
800	669	593	609	540	881	788	723	645	978	865	700	577
1 000	767	679	698	618	1 012	906	827	738	1 125	996	792	652
<b>Alumínio</b>												
16	48	43	44	41	60	53	54	48	66	59	62	52
25	63	57	58	53	79	70	71	62	83	73	80	66
35	77	70	71	65	97	86	86	77	103	90	96	80
50	93	84	86	78	118	104	104	92	125	110	113	94
70	118	107	108	98	150	133	131	116	160	140	140	117
95	142	129	130	118	181	161	157	139	195	170	166	138
120	164	149	150	135	210	186	181	160	226	197	189	157
150	189	170	172	155	241	214	206	183	261	227	213	178
185	215	194	195	176	275	245	234	208	298	259	240	200
240	252	227	229	207	324	288	274	243	352	305	277	230
300	289	261	263	237	372	331	313	278	406	351	313	260
400	345	311	314	283	446	397	372	331	488	422	366	305
500	396	356	360	324	512	456	425	378	563	486	414	345
630	456	410	416	373	592	527	488	435	653	562	471	391
800	529	475	482	432	687	612	563	502	761	654	537	446
1 000	607	544	552	495	790	704	643	574	878	753	607	505

## ANEXO B – TABELA TARIFÁRIA DA ANEEL

Tarifas aplicadas a clientes em Alta e Média Tensão de fornecimento - Grupo A

MODALIDADE TARIFÁRIA	SUBGRUPOS					
	A4 (2,3 a 25kV)			AS (Subterrâneo)		
	Tarifa de uso do Sistema de Distribuição (TUSD)		Tarifa Energia (TE)	Tarifa de uso do Sistema de Distribuição (TUSD)		Tarifa de Energia (TE)
	Demanda (R\$/kW)	Energia (R\$/kWh)	Energia (R\$/kWh)	Demanda (R\$/kW)	Energia (R\$/kWh)	Energia (R\$/kWh)
<b>TARIFA HORÁRIA AZUL</b>						
PONTA	12,82	0,05815	0,32356	26,25	0,07303	0,32356
FORA PONTA	8,01	0,05815	0,21497	16,39	0,07303	0,21497
ULTRAPASSAGEM DE DEMANDA PONTA	25,64	-	-	52,50	-	-
ULTRAPASSAGEM DE DEMANDA FORA PONTA	16,02	-	-	32,78	-	-
ENERGIA REATIVA EXCEDENTE	-	-	0,22402	-	-	0,22402
<b>TARIFA HORÁRIA VERDE</b>						
PONTA	8,01	0,36894	0,32356	16,39	0,70932	0,32356
FORA PONTA		0,05815	0,21497		0,07303	0,21497
ULTRAPASSAGEM DE DEMANDA	16,02	-	-	32,78	-	-
ENERGIA REATIVA EXCEDENTE	-	-	0,22402	-	-	0,22402
<b>TARIFA CONVENCIONAL BINÔMIA</b>						
INTEGRAL	-	-	-	-	-	-
ULTRAPASSAGEM DE DEMANDA	-	-	-	-	-	-
ENERGIA REATIVA EXCEDENTE	-	-	0,22402	-	-	0,22402

# ANEXO C – ESPECIFICAÇÃO TÉCNICA: DISJUNTOR

## SIEMENS 100A 3P

**SIEMENS**

Show actual product details

Data sheet

5SP4391-7

CIRCUIT BREAKER 400V 10kA, 3-POLE, C, 100A,  
D=70MM



Figure similar

Model		
product brandname		SETRON
Product designation		Miniature circuit breakers
Design of the product		5SP Miniature circuit breakers
General technical data		
Number of poles		3
Number of poles / Note		3P
Tripping characteristic class		C
circuit-breaker / Design		5SP4
Mechanical service life (switching cycles) / typical		10 000
Overvoltage category		3
Voltage		
Type of voltage		AC
Insulation voltage		
• at AC / rated value	V	440
Supply voltage		

Supply voltage / at AC / rated value	V	400
Supply voltage frequency / rated value	Hz	50
<b>Switching capacity</b>		
<b>Switching capacity current</b>		
• acc. to EN 60898 / rated value	kA	10
<b>Dissipation</b>		
<b>Power loss [W]</b>		
• for rated value of the current / at AC / in hot operating state / per pole	W	8
• maximum	W	24
<b>Electricity</b>		
rated current I <sub>n</sub> / IEC, DIN/VDE / at 40 Cel	A	95
Current / at AC / rated value	A	100
<b>Product details</b>		
Product feature / Touch protection		Yes
<b>Product component</b>		
• Tunnel terminals top		Yes
• Tunnel terminals bottom		Yes
<b>Product feature</b>		
• Properties for main switches in accordance with EN 60204-1		Yes
• halogen-free		Yes
• sealable		Yes
• silicon-free		Yes
Product extension / can be installed / supplementary devices		Yes
<b>Product function</b>		
Product function / neutral conductor switching		No
<b>Number</b>		
Number of test cycles / for environmental testing / acc. to IEC 60068-2-30		6
<b>Connections</b>		
<b>Connectable conductor cross-section / stranded</b>		
• minimum	mm <sup>2</sup>	25
• maximum	mm <sup>2</sup>	50
<b>Connectable conductor cross-section</b>		
• solid		
— minimum	mm <sup>2</sup>	25
— maximum	mm <sup>2</sup>	50
• finely stranded / with core end processing		

# ANEXO D – ESPECIFICAÇÃO TÉCNICA: DPS AC

## Planilha de Produto Características

## 16362 PROTECTOR DE SURTO PRD1 MASTER 3P 25KA CL



### Principal

Linha de produto	PRD1 Master
Gama	Acti 9
Nome do produto	Acti 9 PRD1 Master
Aplicativo do dispositivo	Distribuição
Tipo de produto ou componente	Para-ráios com cartucho de encaixe
Nome abreviado do dispositivo	PRD1 Master
Descrição de polos	3P
Sinalização remota	Com
Composição de contactos de sinal	1 SD (1 F/A)
Tipo de proteção contra sobretensão	Rede de distribuição elétrica
Esquema de aterramento	TN-C

### Complementar

Tipo de classe de proteção contra sobretensão	Tipo 1
Tecnologia de proteção contra sobretensão	Distância de ignição
[Ue] tensão de operação nominal	230 V (+/- 10 %) CA 50 Hz 400 V (+/- 10 %) CA 50 Hz
Corrente de descarga nominal	Modo comum : 25 kA L/PE
[Iimp] corrente de impulso	Common mode : 25 kA L/PE 12.5 A.s
[Uc] tensão máxima de operação contínua	Modo comum : 350 V L/PE
[Up] nível de proteção da tensão	1.5 kV tipo 2 modo comum L/PE
[If] corrente de seguimento	50 kA modo comum L/PE
Tipo de dispositivo seccionador	Disjuntor associado Compact NSX160F 160 A Icu 36 kA[Espaço]curva[Espaço]C Associated fuse 315 A gG de acordo com standard Disjuntor associado Compact NSX160N 160 A Icu 50 kA[Espaço]curva[Espaço]C
Sinalização local	Sinalizador cor: branco/vermelho
Tensão do circuito de sinalização	CA : 250 V 50/60 Hz
Corrente de saída de sinalização	1 A
Modo de montagem	De encaixe
Suporte de montagem	Calha DIN
Desvios de 9 mm	12
Altura	90 mm
Largura	106,9 mm
Profundidade	70 mm
Peso do produto	0,909 kg
Cor	Cinza antracito RAL 7016
Material	PBT (tereftalato de polibutileno)
Tempo de resposta	< 100 ns
Conexões - terminais	Terminal tipo túnel parte de baixo 2.5...35 mm <sup>2</sup> Terminal tipo túnel superior 2.5...35 mm <sup>2</sup>
Torque de aperto	4.5 N.m
Corrente de impulso	25 kA
Compatibilidade de gama	PRD1_Master
Seguimento de mercado	Pequeno comércio

A informação fornecida neste documento contém descrições gerais e/ou características técnicas do desempenho dos produtos contidos neste documento. Este documento não pretende e não substitui a determinação da adequação e fiabilidade destes produtos para aplicações específicas do usuário. É dever de qualquer usuário tal qual o integrador a realizar a análise de risco adequada e completa, avaliação e teste dos produtos no que diz respeito à aplicação específica relevante ou utilização. A Schneider Electric Brasil LTDA, E nem qualquer uma de suas afiliadas ou subsidiárias será responsável pelo uso indevido das informações aqui contidas.

Oct 19, 2016

Schneider  
Electric

1

### Meio-Ambiente

Padrões	EN 61643-11 : 2012 IEC 61643-11 : 2011
Certificações do produto	CE
Etiquetas de qualidade	KEMA-KEUR
Grau de proteção IP	Na face frontal : IP40 Embutido : IP20
Grau de proteção IK	IK05
Umidade relativa	5...90 %
Altitude de funcionamento	2000 m
Temperatura ambiente do ar para funcionamento	-25...60 °C
Temperatura ambiente do ar para armazenamento	-40...80 °C

### Oferecer sustentabilidade

Status de oferta sustentável	Produto Não Green Premium
RoHS	Conforme &#xA0;- from &#xA0; 0601 [Espaço]-[Espaço] Schneider Electric de- claration of conformity <a href="#">Schneider Electric declaration of conformity</a>
REACH	A referência não contém SVHC acima do limite

### Garantia contratual

Período	18 meses
---------	----------

# ANEXO E – ESPECIFICAÇÃO TÉCNICA: DISJUNTOR

## CC

### DC main switch for photovoltaic installations **C120NA-DC (cont.)**

Main characteristics	
Operating voltage (Ue)	1000 V DC
Rated insulation voltage (Ui)	1000 V DC
Rated operational current (Ie)	100 A
Impulse voltage (Uimp)	6 kV
Permissible rated short-time withstand current (Icw)	1.5 kA / 500 ms
Rated short-circuit closing current (Icm)	1 kA
Electrical connection	By the top for In and Out
Number of poles	2P
Number of modules of 9 mm	12
Diagrams	
Standards	IEC 60947-3 EN 60947-3
Catalogue number	A9N6170 <sup>1</sup>
Auxiliaries	See modules CA907008 and CA907013

#### Additional technical data

- Position contact indication - suitability for isolation according to IEC/EN 60947-3 standard.
- The presence of the green strip guarantees physical opening of the contacts and allows operations to be performed on the downstream circuit in complete safety.
- Increased product service life thanks to fast closing independent of the speed of actuation of the toggle.
- Prewired product: Input / Output on the same side.

Endurance (O-C)	Electrical	300 cycles
	Mechanical	20,000 cycles
Degree of pollution		2
Category		DC21B
Tropicalisation		Relative humidity: 95 % at 55°C in accordance with IEC 60068-2 and G3 14048.2 standards
Temperature	Operating	-25°C to 70 °C
	Storage	-40°C to 85°C

#### Derating table (A)

C120NA-DC	Ambient temperature (°C)											
Rating	+5	+10	+15	+20	+25	+30	+35	+40	+45	+50	+60	+70
100 A	113	111	110	108	106	104	102	100	98	96	91	85

# ANEXO F – ESPECIFICAÇÃO TÉCNICA: DPS CC

## Product data sheet Characteristics

A9L16434

iPRD-DC 40r 600PV modular surge arrester -  
2P - 840VDC - with remote transfer



### Main

Range of product	IPRD-DC
Product or component type	Surge arrester with pluggable cartridge
Device short name	IPRD-DC 40r 600PV
Poles description	2P
Remote signalling	With
Signal contacts composition	1 SD (1 C/O)
Surge arrester type	Electrical distribution network

### Complementary

Surge arrester class type	Type 2
Surge arrester technology	MOV + GDT
[Ue] rated operational voltage	600 V (+/- 10 %) DC
[In] nominal discharge current	15 kA
[Imax] maximum discharge current	40 kA
[Uc] maximum continuous operating voltage	Differential mode : 840 V L+/L- Common mode : 600 V L/PE
[Up] voltage protection level	2.8 kV type 2 common mode L-/PE 2.8 kV type 2 common mode L+/PE 2.8 kV type 2 differential mode L+/L-
Local signalling	Flag color: white/red
Signalling circuit voltage	AC : 250 V 50/60 Hz
Signalling output current	0.25 A
Mounting mode	Clip-on
Mounting support	DIN rail
9 mm pitches	6
Height	81 mm
Width	54 mm
Depth	69 mm
Product weight	0.4 kg
Colour	White ( RAL 9003 )
Response time	<= 25 ns
Connections - terminals	Tunnel type terminal upside 2.5...35 mm <sup>2</sup> Tunnel type terminal downside 2.5...35 mm <sup>2</sup>
Tightening torque	2.5 N.m

### Environment

Quality labels	CE
IP degree of protection	On terminal : IP20 On front face : IP40
IK degree of protection	IK03
Relative humidity	5...90 %
Operating altitude	2000 m
Ambient air temperature for operation	-25...60 °C
Ambient air temperature for storage	-40...85 °C

Feb 2, 2015

Schneider  
Electric

1

The information provided in this documentation contains general descriptions and/or technical characteristics of the products contained herein. This documentation is not intended as a substitute for and is not to be used for determining suitability or reliability of these products for specific user applications. It is the duty of any such user or integrator to perform the appropriate and complete risk analysis, evaluation and testing of the products with respect to the relevant specific application or use thereof. Neither Schneider Electric Industries SAS nor any of its affiliates or subsidiaries shall be responsible or liable for misuse of the information contained herein.