

UNIVERSIDADE TECNOLÓGICA FEDERAL DO PARANÁ  
DEPARTAMENTO ACADÊMICO DE ELETROTÉCNICA  
CURSO DE ENGENHARIA ELÉTRICA

BRUNO YOSHIAKE NAKAHATA  
LUCAS DE GODOY SERRATO

**DIMENSIONAMENTO DE UM SISTEMA FOTOVOLTAICO  
ISOLADO EM UMA UNIDADE DO SISTEMA DE  
MONITORAMENTO INTELIGENTE DE RECURSOS HÍDRICOS  
(MIRH) NO ESTADO DO PARANÁ**

TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO

CURITIBA

2019

**BRUNO YOSHIAKE NAKAHATA  
LUCAS DE GODOY SERRATO**

**DIMENSIONAMENTO DE UM SISTEMA FOTOVOLTAICO  
ISOLADO EM UMA UNIDADE DO SISTEMA DE  
MONITORAMENTO INTELIGENTE DE RECURSOS HÍDRICOS  
(MIRH) NO ESTADO DO PARANÁ**

Trabalho de conclusão do curso de Graduação em Engenharia Elétrica apresentado à disciplina de Trabalho de conclusão de curso 2, do Departamento Acadêmico de Eletrotécnica (DAELT) da Universidade Tecnológica Federal do Paraná (UTFPR) como requisito para obtenção do título de Engenheiro Eletricista.

Orientador: Prof. Dr. Paulo Cícero Fritzen

CURITIBA  
2019

Bruno Yoshiake Nakahata  
Lucas de Godoy Serrato

## Dimensionamento de um Sistema Fotovoltaico Isolado em uma Unidade do Sistema de Monitoramento Inteligente de Recursos Hídricos (MIRH) no Estado do Paraná

Este Trabalho de Conclusão de Curso de Graduação foi julgado e aprovado como requisito parcial para a obtenção do Título de Engenheiro Eletricista, curso de Engenharia Elétrica do Departamento Acadêmico de Eletrotécnica (DAELT) da Universidade Tecnológica Federal do Paraná (UTFPR).

Curitiba, 22 de Novembro de 2019.

---

Prof. Antonio Carlos Pinho, Dr.  
Coordenador do Curso  
De Engenharia Elétrica

---

Profa. Annemarien Gehrke Castagna , Ma.  
Responsável pelos Trabalhos de Conclusão de Curso  
de Engenharia Elétrica do DAELT

### ORIENTAÇÃO

---

Paulo Cicero Fritzen, Dr  
Universidade Tecnológica Federal do Paraná  
Orientador

### BANCA EXAMINADORA

---

Gerson Máximo Tiepolo, Dr.  
Universidade Tecnológica Federal do Paraná

---

Jair Urbanetz Junior, Dr.  
Universidade Tecnológica Federal do Paraná

---

Paulo Cicero Fritzen, Dr  
Universidade Tecnológica Federal do Paraná

## **AGRADECIMENTOS**

Agradecemos ao professor doutor Paulo Cícero Fritzen pela paciência e apoio ao longo do trabalho e por ter assumido a responsabilidade de orientar nosso trabalho.

Aos professores doutor Gerson Máximo Tiepolo e doutor Jair Urbanetz Junior que, além de estarem presentes na banca, estiveram disponíveis para responder todas dúvidas encontradas ao longo da elaboração deste trabalho.

Aos responsáveis pela Legado Ambiental que nos receberam em sua empresa e forneceram todos os dados necessários.

E, por fim, mas não menos importante, ao coordenador do curso de Engenharia Elétrica, professor doutor Antonio Carlos Pinho pelo apoio e incentivo pois, sem ele, este trabalho não seria possível.



## RESUMO

NAKAHATA, Bruno Y.; SERRATO, Lucas de G.. Dimensionamento de um Sistema Fotovoltaico Isolado em uma Unidade do Sistema de Monitoramento Inteligente de Recursos Hídricos (MIRH) no Estado do Paraná. 93 f. Trabalho de Conclusão de Curso – Curso de Engenharia Elétrica, Universidade Tecnológica Federal do Paraná. Curitiba, 2019.

A água é um recurso fundamental para a manutenção da vida no planeta, por isso é essencial a análise e controle da sua qualidade. Devido à algumas limitações na forma em que essa análise é feita atualmente, a empresa Legado Ambiental desenvolveu um sistema que consegue fazer essa análise e coleta de dados de forma autônoma e remota. Como alguns locais de interesse não possuem acesso a rede de energia elétrica, faz-se necessária a utilização de alguma forma de geração local de energia. Por se tratar de uma forma limpa e confiável de geração, resolveu-se adotar o sistema fotovoltaico isolado. Este trabalho estuda a viabilidade técnica da implantação desse sistema de geração de energia. Para isso, foi feito o levantamento das cargas da unidade de análise, dos locais a serem instalados e seus respectivos dados relativos ao potencial de geração fotovoltaica. Com esses dados, foi possível ser feito o dimensionamento e otimização de um sistema fotovoltaico isolado que poderá suprir totalmente a unidade. Por fim, verificou-se que o sistema de geração seria simples, compacto e confiável, e, por isso, chegou-se à conclusão de que sua implantação é tecnicamente viável.

**Palavras-chave:** Energia Solar. Fotovoltaico. Isolado.

## ABSTRACT

NAKAHATA, Bruno Y.; SERRATO, Lucas de G.. Design of an off-grid Photovoltaic System in an Intelligent Water Resources Monitoring System (MIRH) Unit in the Paraná State. 93 f. Trabalho de Conclusão de Curso – Curso de Engenharia Elétrica, Universidade Tecnológica Federal do Paraná. Curitiba, 2019.

Water is an essential resource for life on the planet, and as such it is essential the analyze and control of its quality. Due to some limitations in the way this analyze is currently made, the company Legado Ambiental developed a system that is capable of autonomously and remotely make this analyzes and collect data. Since some locations of interest don't have access to the energy grid, it's necessary the use of a local power generation. Due to being a clean and reliable energy source, it was decided to adopt an off-grid photovoltaic system. This paper study the technical viability of implanting this system of power generation. For that, the loads of the analysis unit, the areas to be installed and their respectives data concerning the potential for photovoltaic generation were surveyed. With those data, it was possible to make the design and optimization of an off-grid photovoltaic system that can fully supply the unit. Finally, it was found that the generation system would be simple, compact and reliable and, therefore, it was concluded that its implementation is technically feasible.

**Keywords:** Solar Energy. Photovoltaic. Off-grid

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1	– Mapa de irradiação global horizontal do estado do Paraná. ....	14
Figura 2	– Mapa de irradiação global horizontal da Alemanha. ....	14
Figura 3	– Componentes da radiação solar. ....	20
Figura 4	– Perfil da Irradiância solar ao longo de um dia. ....	20
Figura 5	– Irradiação média ao longo do ano no estado do Paraná. ....	21
Figura 6	– Sistema fotovoltaico conectado à rede. ....	22
Figura 7	– Sistema fotovoltaico isolado. ....	23
Figura 8	– Corte transversal de uma célula fotovoltaica. ....	24
Figura 9	– Participação no mercado mundial de cada tecnologia fotovoltaica. ....	24
Figura 10	– Célula, módulo e painel fotovoltaico, respectivamente. ....	25
Figura 11	– Curva característica IxV de um módulo fotovoltaico. ....	26
Figura 12	– Curva típica de potência versus tensão. ....	26
Figura 13	– Parâmetros de potência máxima. ....	27
Figura 14	– Efeito causado pela variação de irradiância sobre a corrente. ....	28
Figura 15	– Simulação da variação da potência máxima com a irradiância incidente. ....	28
Figura 16	– Efeito da temperatura na operação de uma célula fotovoltaica. ....	29
Figura 17	– Simulação da variação da potência máxima com a temperatura. ....	29
Figura 18	– Diferentes formas de garantias aplicadas a módulos fotovoltaicos. ....	30
Figura 19	– Conexão de módulos em série e conexão em paralelo. ....	31
Figura 20	– Arranjo dos módulos em série e paralelo. ....	31
Figura 21	– Energia solar captada ao longo do ano com diferentes inclinações. ....	32
Figura 22	– Efeito da inclinação do módulo fotovoltaico na captação de energia. ....	33
Figura 23	– Capacidade de uma bateria chumbo-ácido em função da taxa de carga. ....	35
Figura 24	– Curva de descarga com corrente constante para a bateria de chumbo-ácido DF2500. ....	36
Figura 25	– Vida útil da bateria baseado no DOD. ....	38
Figura 26	– Gráfico da vida útil de uma bateria de chumbo ácido em função da temperatura. ....	39
Figura 27	– Exemplo de especificações de módulos fotovoltaicos. ....	46
Figura 28	– Exemplo de fatores de correção de temperatura em módulos fotovoltaicos. ..	46
Figura 29	– Exemplo de especificações capacidade em relação ao regime de descarga. ...	48
Figura 30	– Exemplo de especificações de ciclo de vida em relação ao DOD. ....	48
Figura 31	– Exemplo de especificações da interface de comunicação de um controlador de carga. ....	49
Figura 32	– Exemplo de especificações de um controlador de carga. ....	50
Figura 33	– Exemplo de especificações de uma bateria estacionária. ....	51
Figura 34	– Diagrama do SFI. ....	52
Figura 35	– A cronologia das cargas no sistema. ....	57
Figura 36	– Localização aproximada dos pontos do sistema MIRH. ....	58
Figura 37	– Especificações do módulo fotovoltaico BYD 335P6K-36. ....	61
Figura 38	– Diagrama Elétrico ....	76
Figura 39	– Relação de tamanho entre os módulos e o container ....	77

Figura 40	– <i>Datasheet</i> do Módulo Fotovoltaico .....	78
Figura 41	– <i>Datasheet</i> da Bateria MOURA 12MC220 .....	80
Figura 42	– <i>Datasheet</i> do Conversor Inversor Kstar Spirit 3k Plus - 48 VM. ....	84
Figura 43	– <i>Datasheet</i> do Cabo Afumex Green 450/750V .....	85
Figura 44	– <i>Datasheet</i> do Cabo Afumex Solar .....	86
Figura 45	– <i>Datasheet</i> do Disjuntor C60H-DC 2P CURVA C 63A 500VDC .....	87
Figura 46	– <i>Datasheet</i> do Disjuntor ACTI9 IC60N 1P CURVA C 20A 230V. ....	89
Figura 47	– <i>Datasheet</i> do Interruptor-Seccionador C60NA-DC 2P 25A 800VCC Aplicação Fotovoltaica. ....	91
Figura 48	– <i>Datasheet</i> do DPS CLAMPER Solar. ....	93

## LISTA DE TABELAS

Tabela 1	– Quadro de cargas .....	56
Tabela 2	– Cargas do sistema em cada intervalo de tempo .....	57
Tabela 3	– Valores de irradiação global horizontal (kWh/m <sup>2</sup> .dia) .....	58
Tabela 4	– Irradiação global do ponto 1 com diferentes inclinações (kWh/m <sup>2</sup> .dia) .....	59
Tabela 5	– Valores de irradiação global otimizados para o pior caso (kWh/m <sup>2</sup> .dia) .....	60
Tabela 6	– Dados utilizados para cada projeto .....	60
Tabela 7	– Características do arranjo e da entrada CC .....	65
Tabela 8	– Dimensionamento dos Condutores .....	66

## LISTA DE QUADROS

Quadro 1	– Exemplo de um quadro de cargas. ....	42
Quadro 2	– Quadro de dimensionamento da proteção ....	68

## LISTA DE SIGLAS E ABREVIATURAS

ANA	Agência Nacional das Águas
ABNT	Associação Brasileira de Normas Técnicas
CA	Corrente Alternada
CC	Corrente Contínua
CRESESB	Centro de Referência Para as Energias Solar e Heólica Sérgio de S. Brito
DOD	Depth of Discharge (Profundidade de Descarga)
DPS	Dispositivo Protetor de Surto
IEA	International Energy Agency (Agência Internacional de Energia)
MIRH	Monitoramento Inteligente de Recursos Hídricos
MPP	Maximum Potency Point (Ponto de Máxima Potência)
MPPT	Maximum Potency Point Tracker (Rastreador de Ponto de Máxima Potência)
NBR	Norma Brasileira
PWM	Pulse Width Modulation (Modulação de Largura de Pulso)
Sanepar	Companhia de Saneamento do Estado do Paraná
SFC	Sistema Fotovoltaico Conectado
SFI	Sistema Fotovoltaico Isolado
SOC	State of Charge (Estado de Carga)
SPDA	Sistema de Proteção contra Descargas Atmosféricas
STC	Standart Test Conditions (Condições Padronizadas de Teste)
UFRGS	Universidade Federal do Rio Grande do Sul

## SUMÁRIO

<b>1 INTRODUÇÃO</b>	<b>13</b>
1.1 TEMA DE PESQUISA	15
1.1.1 Delimitação do Tema	15
1.2 PROBLEMAS E PREMISSAS	15
1.3 OBJETIVOS	16
1.3.1 Objetivo Geral	16
1.3.2 Objetivos Específicos	16
1.4 JUSTIFICATIVA	16
1.5 PROCEDIMENTOS METODOLÓGICOS	17
1.6 ESTRUTURA DO TRABALHO	17
<b>2 REFERÊNCIAL TEÓRICO</b>	<b>19</b>
2.1 ENERGIA SOLAR	19
2.2 SISTEMA FOTOVOLTAICO	21
2.3 COMPONENTES DO SISTEMA FOTOVOLTAICO	23
2.3.1 Módulo Fotovoltaico	23
2.3.1.1 Ponto de máxima potência (MPP) e rendimento	25
2.3.1.2 Influência da irradiância solar	27
2.3.1.3 Influência da temperatura	29
2.3.1.4 Garantia dos módulos fotovoltaicos	30
2.3.1.5 Conexões dos módulos fotovoltaicos	30
2.3.1.6 Orientação e ângulo de inclinação do arranjo fotovoltaico	32
2.3.1.7 Estrutura de suporte	33
2.3.2 Baterias	33
2.3.2.1 Capacidade	34
2.3.2.2 Taxa de carga	34
2.3.2.3 Taxa de descarga	35
2.3.2.4 Eficiência	36
2.3.2.5 Vida útil	36
2.3.2.6 Estado de carga(SOC)	37
2.3.2.7 Profundidade de descarga(DOD)	37
2.3.2.8 Influência da temperatura	38
2.3.2.9 Acondicionamento das baterias	39
2.3.3 Controladores De Carga	39
2.3.3.1 Tipos de controladores de carga	40
2.3.4 Inversores	40
2.3.5 Proteção	41
2.3.5.1 Monitoramento	41
<b>3 METODOLOGIA</b>	<b>42</b>
3.1 CÁLCULO DE DEMANDA	42
3.2 ESTUDO DO POTENCIAL DE GERAÇÃO FOTOVOLTAICA LOCAL	43
3.3 DIMENSIONAMENTO DO MÓDULO	43



3.4	DIMENSIONAMENTO DO BANCO DE BATERIAS .....	46
3.5	DIMENSIONAMENTO DO CONTROLADOR DE CARGA .....	49
3.6	DIMENSIONAMENTO DO INVERSOR .....	51
3.7	DIMENSIONAMENTO DO CONDUTORES E PROTEÇÃO .....	52
3.7.1	Condutores .....	52
3.7.2	Seccionadores e Proteção contra Sobrecorrente .....	53
3.7.3	SPDA .....	54
3.8	CONSIDERAÇÕES PARA O PROJETO .....	55
<b>4</b>	<b>DADOS E DIMENSIONAMENTO .....</b>	<b>56</b>
4.1	DEMANDA DE ENERGIA .....	56
4.2	POTÊNICAL DE GERAÇÃO FOTOVOLTAICA .....	58
4.3	DIMENSIONAMENTO DOS MÓDULOS FOTOVOLTAICOS .....	60
4.4	DIMENSIONAMENTO DO BANCO DE BATERIAS .....	63
4.5	DIMENSIONAMENTO DO CONTROLADOR DE CARGA E INVERSOR .....	64
4.6	DIMENSIONAMENTO DOS CONDUTORES .....	65
4.7	DIMENSIONAMENTO DA PROTEÇÃO ELÉTRICA .....	66
4.8	DIAGRAMAS .....	68
<b>5</b>	<b>CONCLUSÃO .....</b>	<b>69</b>
	<b>REFERÊNCIA .....</b>	<b>72</b>
	<b>Apêndice A – DIAGRAMA ELÉTRICO .....</b>	<b>76</b>
	<b>Apêndice B – POSICIONAMENTO DOS MÓDULOS SOBRE O CONTAINER ....</b>	<b>77</b>
	<b>Anexo A – DATASHEET DOS MÓDULOS FOTOVOLTAICOS .....</b>	<b>78</b>
	<b>Anexo B – DATASHEET DAS BATERIAS .....</b>	<b>80</b>
	<b>Anexo C – DATASHEET DO INVERSOR CONTROLADOR DE CARGA .....</b>	<b>84</b>
	<b>Anexo D – DATASHEET DOS CONDUTORES .....</b>	<b>85</b>
	<b>Anexo E – DATASHEET DOS DISJUNTORES .....</b>	<b>87</b>
	<b>Anexo F – DATASHEET DOS DPS .....</b>	<b>93</b>

## 1 INTRODUÇÃO

A água é essencial para a vida do ser humano, sendo utilizada para diversos fins, como o próprio consumo, lazer, irrigação, entre outros (ANA, 2018). Sendo um recurso essencial, tanto para o consumo humano quanto para a saúde de qualquer ecossistema, é necessário que haja meios de garantir a sua qualidade.

Atualmente a Companhia de Saneamento do Paraná (Sanepar) conta com quatro grandes laboratórios na região do Paraná, além de 182 laboratórios descentralizados para a análise de água (SANEPAR, 2018). Porém, com as novas tecnologias, é possível fazer a análise das amostras diretamente no ponto de coleta de forma automática e com maior frequência.

De acordo com o Eng. Luiz Loureiro, diretor técnico da Legado Ambiental, um sistema assim foi desenvolvido pela empresa, que é uma *start-up* criada especificamente para desenvolver e explorar o sistema de Monitoramento Inteligente de Recursos Hídricos Superficiais (MIRH), e contará, na primeira fase, com dezenas de pontos localizados no estado do Paraná (informação verbal)<sup>1</sup>.

Como muitos desses pontos de coleta localizam-se em regiões remotas, onde não há acesso à rede de distribuição elétrica, existe a necessidade da adoção de formas de geração local de energia.

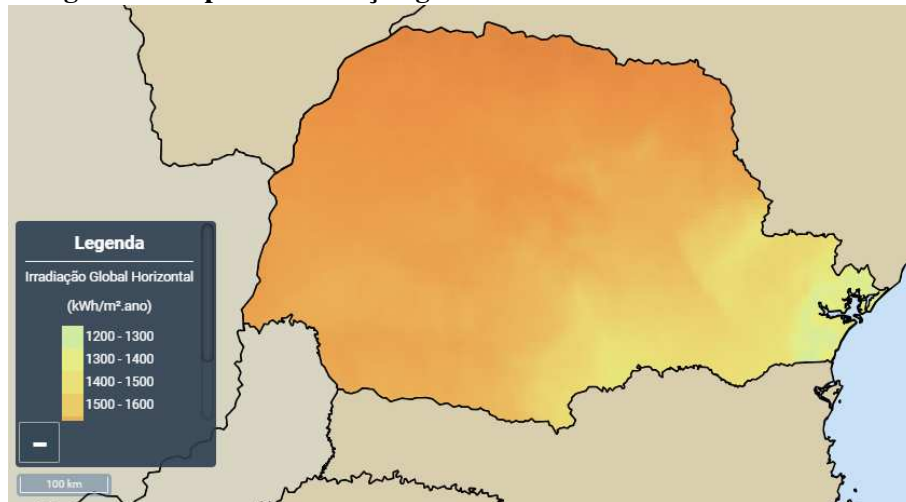
O método optado pela Legado Ambiental foi a geração fotovoltaica, que é uma energia limpa, renovável, de baixo impacto ao meio ambiente, de longa duração e que apresenta baixo custo e necessidade de manutenção (CARANNANTE et al., 2009).

O Brasil possui um grande potencial para a geração de energia solar, o que é possível perceber a partir das Figuras 1 e 2, que comparam o potencial fotovoltaico do Paraná em relação ao da Alemanha, que é uma das principais potências na geração energia fotovoltaica (IEA, 2018). Nota-se que mesmo na região de menor potencial do Paraná, ele ainda é superior à de maior potencial da Alemanha.

---

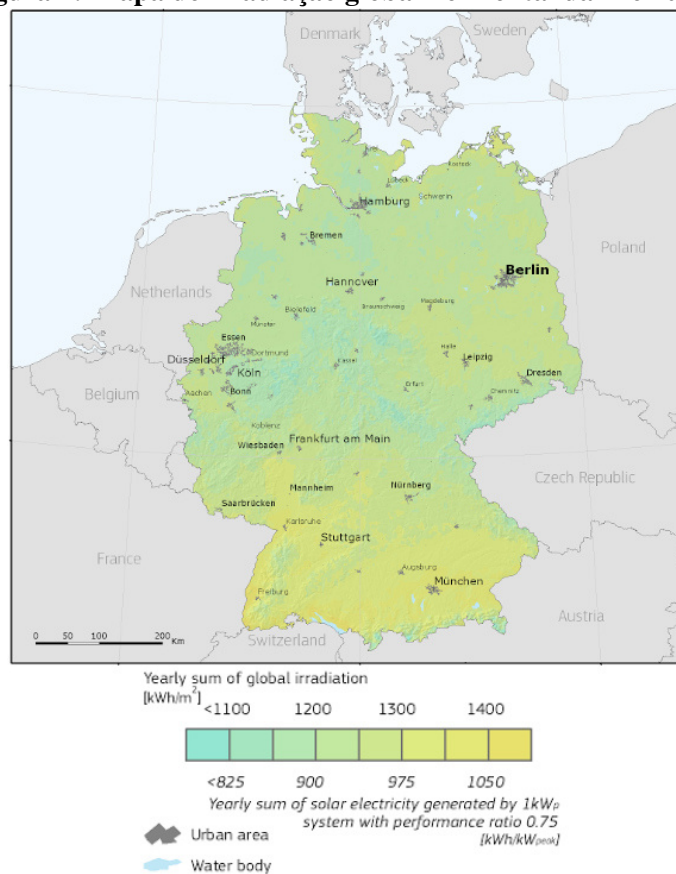
<sup>1</sup>Informação fornecida por Luiz Loureiro durante entrevista em novembro de 2018.

**Figura 1: Mapa de irradiação global horizontal do estado do Paraná.**



Fonte: Tiepolo *et al.* (2017)

**Figura 2: Mapa de irradiação global horizontal da Alemanha.**



Fonte: Adaptado da Comissão Europeia (2017).

## 1.1 TEMA DE PESQUISA

O presente trabalho possui como escopo analisar a viabilidade de utilizar um sistema fotovoltaico isolado, para suprir uma unidade automatizada de análise de água.

### 1.1.1 Delimitação do Tema

Para a realização deste projeto, as informações sobre as unidades MIRH e os dados referentes aos seus equipamentos são fornecidos pela equipe técnica da empresa, assim como as suas localizações aproximadas.

A central de análise será um conjunto de equipamentos agrupados dentro de um container, que estará localizado próximo aos pontos de coleta das amostras da água.

No ponto de coleta haverá uma bomba de água que irá, periodicamente, bombear a água para dentro do container, onde os equipamentos de análise irão adquirir os parâmetros de interesse da amostra, que, então, serão transmitidos, via rede de dados *link* dedicado de ondas de rádio, para uma central. A estação também contará com uma equipe para realizar manutenção periódica e um sistema de monitoramento remoto.

O sistema prima pela qualidade e confiabilidade das informações e os custos com a implementação do sistema de geração elétrica representam uma parcela muito pequena do total do investimento.

## 1.2 PROBLEMAS E PREMISSAS

Devido à sua confiabilidade e sustentabilidade, a Legado Ambiental partiu da premissa de que o sistema fotovoltaico seria a melhor opção para suprir a energia suas unidades de forma ininterrupta durante o ano inteiro, priorizando a confiabilidade.

O sistema MIRH irá obter uma nova amostra de água a cada 30 minutos, de forma constante, ao longo do dia.

Não serão considerados sombreamentos devido à vegetação local, visto que os containers serão instalados em áreas nas quais a remoção das árvores no entorno resultará em um menor impacto ambiental possível.

Deverá ser realizada uma análise minuciosa sobre a potência e o tempo de utilização dos equipamentos, para que seja adquirida a potência instantânea e a potência média diária da

carga. Estas informações não são de obtenção trivial, necessitando de um estudo aprofundado da topologia do sistema.

### 1.3 OBJETIVOS

#### 1.3.1 Objetivo Geral

O objetivo é dimensionar um sistema de geração fotovoltaico confiável e capaz de suprir a unidade de análise de qualidade da água, durante todo o ano de forma ininterrupta, independentemente de condições climáticas adversas.

#### 1.3.2 Objetivos Específicos

São objetivos específicos do trabalho:

- obtenção das especificações dos equipamentos e seus períodos de funcionamento;
- dimensionamento da demanda do sistema;
- determinação dos níveis de irradiação dos locais;
- dimensionamento do sistema fotovoltaico e escolha dos equipamentos e arranjos;
- estudo da carga direcionado ao estudo do banco de baterias;
- dimensionamento da proteção e dos condutores;
- estudo para identificar e solucionar problemas não previstos na elaboração do projeto da MIRH.

### 1.4 JUSTIFICATIVA

Devido ao fato de os pontos de coleta serem localizados em regiões remotas, existe a necessidade de uma fonte de energia que não dependa da rede elétrica. “Os sistemas fotovoltaicos isolados são relativamente simples e consistem em um pequeno número de partes” (BELANY *et al.*, 2018, tradução nossa). A simplicidade e a confiabilidade desse sistema o torna uma solução ideal para o problema.

O tema foi escolhido por se tratar de um projeto em andamento, em um estágio adequado para o presente estudo. Trazendo a possibilidade da obtenção dos dados reais, além de ter uma possível implementação efetiva do sistema em um futuro próximo.

## 1.5 PROCEDIMENTOS METODOLÓGICOS

Inicialmente, serão realizadas pesquisas bibliográficas para reconhecer as tecnologias utilizadas atualmente na área da energia fotovoltaica e possíveis otimizações do sistema.

Para a obtenção dos dados de incidência de irradiação solar, será utilizado o Atlas de Energia Solar do Estado do Paraná, que, segundo Tiepolo *et al.* (2017), “[...] tem como objetivo, disponibilizar uma ferramenta de consulta e análise do potencial de irradiação solar e da geração de energia elétrica fotovoltaica no estado”. Também serão requisitadas à empresa as informações da carga e funcionamento do sistema MIRH.

A partir dos conhecimentos adquiridos pelas pesquisas e dos dados obtidos, será feito o cálculo do potencial de geração na região e nas condições de projeto utilizando-se do programa Radiasol, que se trata de um programa computacional desenvolvido pela Universidade Federal do Rio Grande do Sul (UFRGS para cálculo de intensidade de radiação em diversas condições.

Com os dados calculados será feito o dimensionamento dos equipamentos a partir das normas vigentes e especificações técnicas.

Por último, será feita uma entrevista com os responsáveis técnicos do MIRH a fim de alinhar o projeto junto as expectativas da empresa.

## 1.6 ESTRUTURA DO TRABALHO

O presente trabalho será estruturado da seguinte maneira:

- capítulo 1: introdução sobre o objetivo a ser pesquisado, descrevendo problemas, justificativas e objetivos;
- capítulo 2: referencial Teórico sobre os temas a serem abordados neste trabalho, como energia solar, particularidades do sistema isolado e outros fatores;
- capítulo 3: apresentação da metodologia utilizada para o dimensionamento do sistema fotovoltaico

- capítulo 4: definição dos dados sobre a unidade de análise e seus equipamentos, bem como das localizações das estações, cálculo das demandas de energia e índices de irradiação solar e a escolha dos equipamentos e arranjos a serem utilizados para o sistema de geração;
- capítulo 5: conclusão, análise dos resultados obtidos, definição do projeto elétrico do sistema fotovoltaico e proposta para trabalhos futuros.

## 2 REFERÊNCIAL TEÓRICO

### 2.1 ENERGIA SOLAR

“A energia do sol, que aquece e ilumina a terra, é transmitida na forma de ondas de radiação eletromagnética” (VILLALVA; GAZOLI, 2012, p.39). Essa energia é a base de toda forma de geração de energia solar, incluindo a energia fotovoltaica. A Associação Brasileira de Normas Técnicas (ABNT), na norma NBR 10899 (ABNT, 2013, p.6), define a “taxa na qual a radiação solar incide em uma superfície, por unidade de área desta superfície, normalmente medida em watts por metro quadrado ( $W/m^2$ )”, é definida como irradiância solar (G) e é dividida nas seguintes componentes:

Irradiância direta ( $G_{DIR}$ ) parcela da irradiância solar que possui origem diretamente do sol sobre uma superfície, podendo ser classificada em normal ou horizontal, sendo que para a horizontal é necessário levar em consideração o cosseno do ângulo de incidência (ABNT, 2013, p.6);

Irradiância difusa ( $G_{DIF}$ ): parcela da irradiância solar que ao interagir com a atmosfera sofre o processo de difusão e atinge, de forma indistinta, uma superfície horizontal, em unidade de área, por múltiplas direções (ABNT, 2013, p.6);

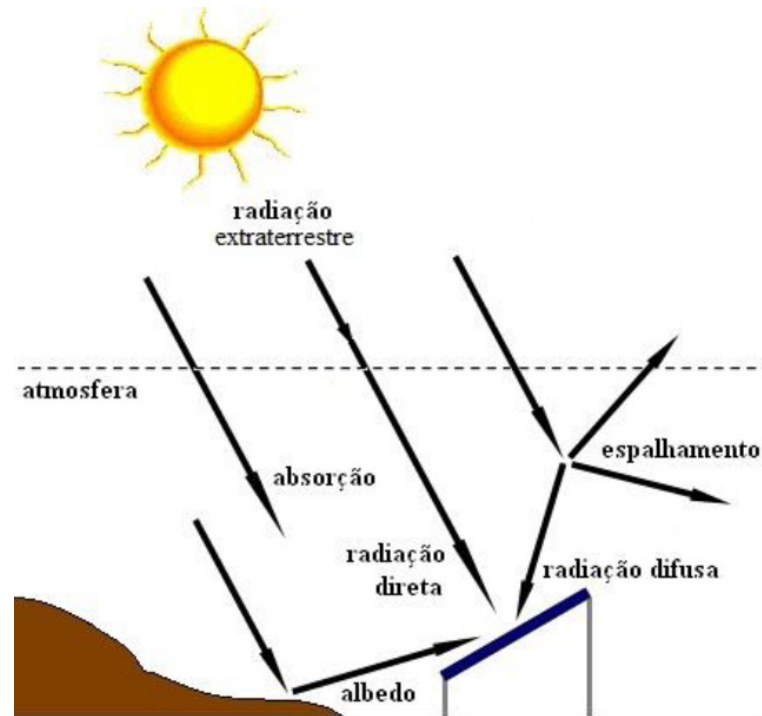
Albedo ( $G_{ALB}$ ): índice relativo à fração da irradiância solar, devido a reflexão da mesma nos arredores do local onde está instalado o dispositivo, recebida em uma unidade de área (ABNT, 2013, p.1).

Além disso é importante salientar mais dois tipos de irradiância, a irradiância global horizontal ( $G_{HOR}$ ) e a irradiância total ( $G_{TOT}$ ). Ambas se referem à potencia radiante solar que é recebida em uma unidade de área, porém,  $G_{HOR}$  é a soma da irradiância direta e a irradiância difusa no plano horizontal, enquanto que a  $G_{TOT}$  é a soma das componentes direta, difusa e de albedo em uma inclinação qualquer (ABNT, 2013).

Enquanto a irradiância representa uma densidade potência por unidade de área, ao integrá-la por um período de tempo é obtido a irradiação, que representa uma densidade energia por unidade de área. A Figura 3 demonstra as componentes citadas:



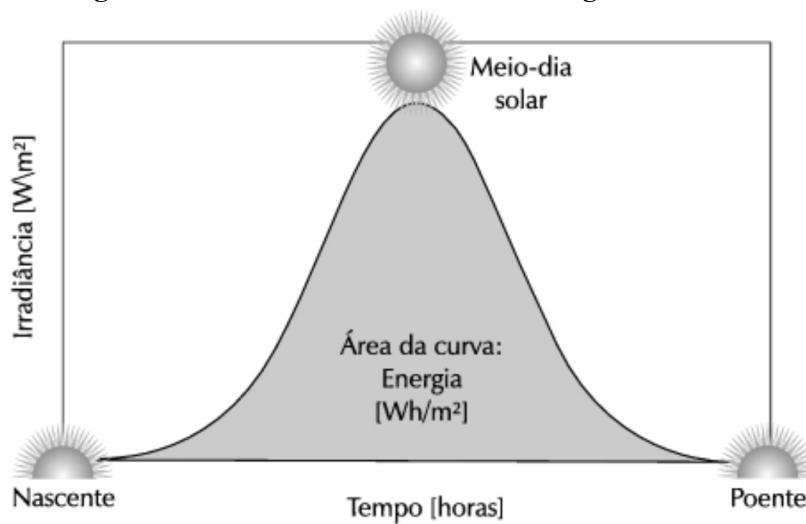
**Figura 3: Componentes da radiação solar.**



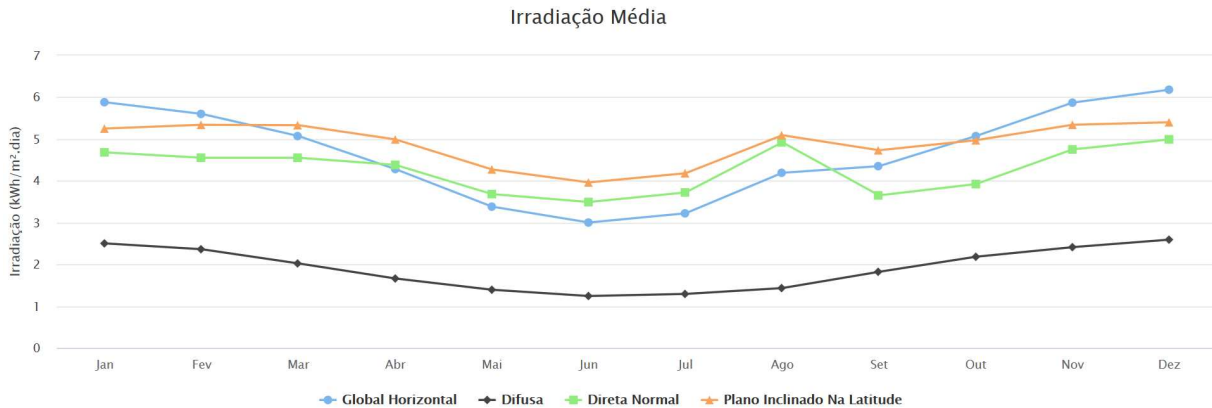
Fonte: Pinho e Galdino. (2014).

A irradiação e a irradiância que incidem em um mesmo local na superfície do planeta terra varia de forma sazonal, tanto no período de um dia (Figura 4), quando no período de um ano (Figura 5). Isso é de extrema importância para o dimensionamento do sistema.

**Figura 4: Perfil da Irradiância solar ao longo de um dia.**



Fonte: Villalva e Gazoli (2012).

**Figura 5: Irradiação média ao longo do ano no estado do Paraná.**

**Fonte: Tiepolo *et al.* (2017).**

Os dados de irradiação deverão ser obtidos de bancos de dados confiáveis pois:

[...] o projeto de um sistema fotovoltaico requer o conhecimento e cuidadosa utilização de dados de radiação para determinado lugar em particular (levantados por instrumentos de medição, modelos de estimativa por dados terrestres ou por dados de imagem de satélite, (PINHO; GALDINO, 2014, p.91).

Para isso, serão utilizados os dados contidos no Atlas de Energia Solar do Estado do Paraná.

## 2.2 SISTEMA FOTOVOLTAICO

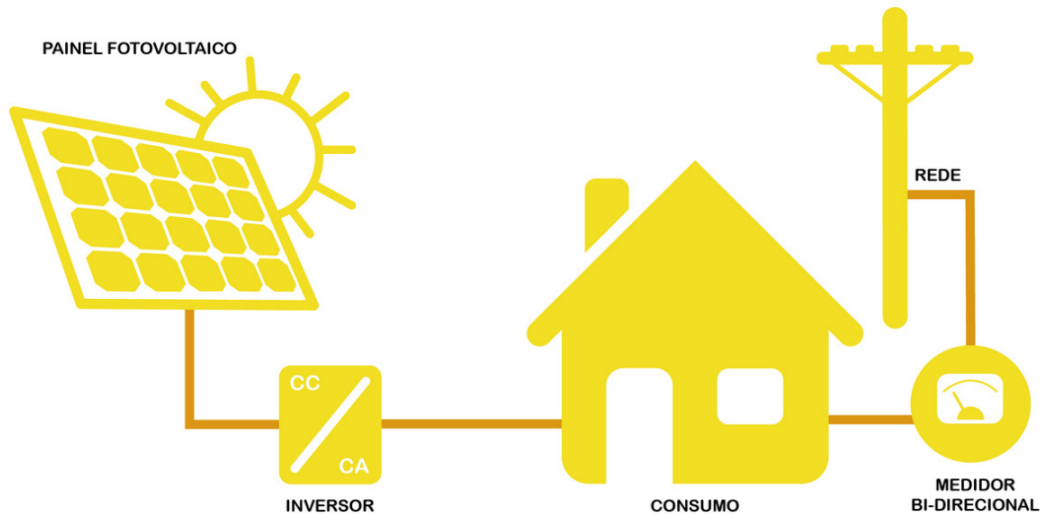
O sistema fotovoltaico tem como objetivo a conversão da energia solar em energia elétrica, a partir da utilização do efeito fotovoltaico, podendo ser dividido em blocos. O primeiro é o bloco gerador, que contém os módulos, o segundo é o bloco de condicionamento, onde ficam os inversores (se houver cargas em corrente alternada), controladores de carga (se houver armazenamento), sistemas de outros dispositivos como dispositivos de supervisão, proteção, controle, etc. e, por último, caso haja armazenamento, o bloco de armazenamento, que contém os acumuladores elétricos, ou outras formas de armazenamento (PINHO; GALDINO, 2014).

Ele pode ser dividido em 2 tipos, sistema fotovoltaico conectado à rede de distribuição de energia elétrica (SFVCR) e o sistema fotovoltaico isolado (SFI) (BOSO; GABRIEL; FILHO, 2015).

O SFVCR funciona conectado à rede de distribuição. Neste tipo de sistema não existe a necessidade de um sistema de armazenamento de energia pois toda a energia produzida em

excesso e que não for consumida é repassada para a rede de distribuição (CRESESB, 2006). Existe um inversor conectado ao arranjo fotovoltaico que condiciona a energia gerada pelos painéis garante que essa energia satisfaça aos requisitos de qualidade e segurança, de forma a não afetar a rede de energia negativamente. Um exemplo pode ser observado na Figura 6.

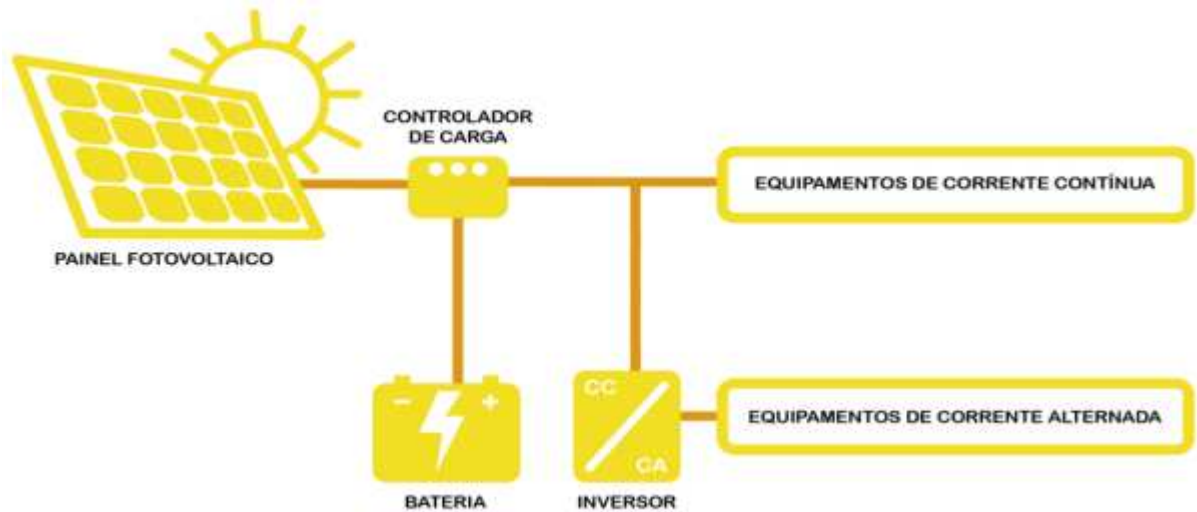
**Figura 6: Sistema fotovoltaico conectado à rede.**



**Fonte: Corona Solar (2017).**

Em contrapartida, o SFI, como o demonstrado na Figura 7, é um sistema autônomo, normalmente utilizado para fornecer energia a locais em que não há atendimento por uma rede elétrica, sendo normalmente composta por 4 componentes principais: os painéis solares, os controladores de carga, os inversores e as baterias (VILLALVA; GAZOLI, 2012).

**Figura 7: Sistema fotovoltaico isolado.**



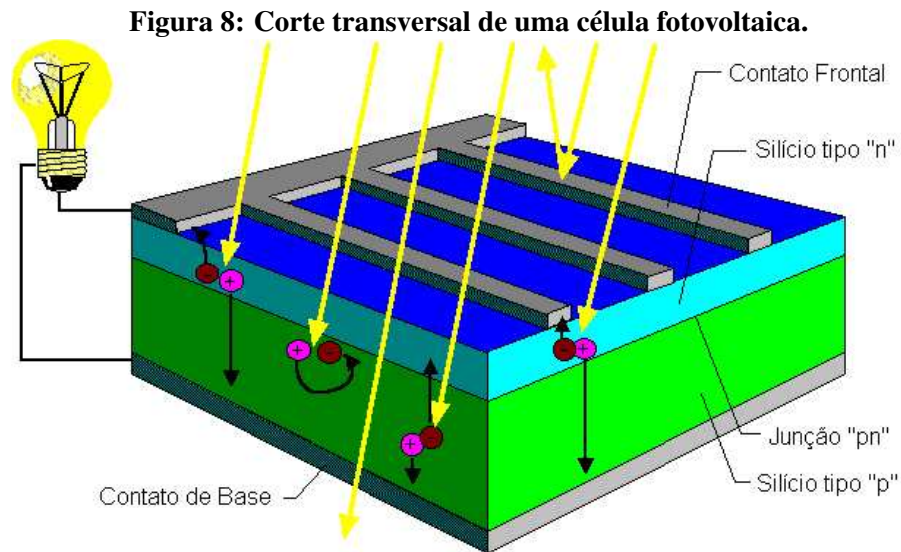
**Fonte: adaptado de Corona Solar (2017).**

## 2.3 COMPONENTES DO SISTEMA FOTOVOLTAICO

O sistema a ser utilizado para este projeto será o sistema fotovoltaico isolado, que será constituído, principalmente, por um arranjo de módulos fotovoltaicos, inversor, controlador de cargas e acumuladores, além do sistema de proteção elétrico, monitoramento e condutores.

### 2.3.1 Módulo Fotovoltaico

O módulo fotovoltaico é o equipamento responsável por captar a energia irradiada pelo sol e transformá-la em energia elétrica. De acordo com Patel (2006), a energia fotovoltaica usa células semicondutoras que são, basicamente, um diodo pn de grande área com a junção posicionada próxima topo e que transforma energia solar em elétrica, na forma de corrente contínua. Um exemplo de uma célula fotovoltaica pode ser observado na Figura 8:



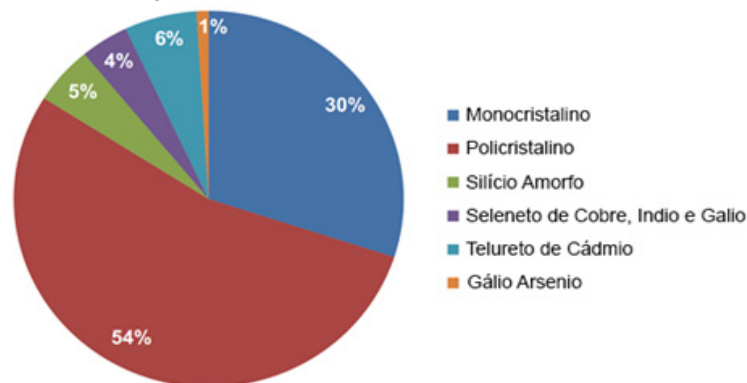
Fonte: CRESESB (2006).

Em relação às tecnologias de módulos fotovoltaicos,

Módulos de silício cristalino possuem uma confiabilidade do mercado mundial, primeiramente por ser utilizado comercialmente a mais de 65 anos, e por consequência, seu valor de fabricação diminui muito com o aumento da produção dos mesmos (BÜHLER; SANTOS; GABE, 2018, p.8).

Essa grande disponibilidade no mercado, como mostrado na Figura 9, faz com que os módulos monocristalinos e policristalinos sejam escolhas seguras. Quando as cargas do sistema e as áreas de instalação forem definidas, poderá ser feita uma análise, a partir de custos e eficiência de cada tecnologia, para definir qual tecnologia será utilizada no sistema.

**Figura 9: Participação no mercado mundial de cada tecnologia fotovoltaica.**



Fonte: Adaptado de Amalu *et al.* (2017).

O módulo fotovoltaico, de acordo com a NBR 10899 (ABNT, 2013, p.6), é a “unidade básica formada por um conjunto de células fotovoltaicas, interligadas eletricamente e encapsuladas, com o objetivo de gerar energia elétrica”, e, a mesma norma, também define que um arranjo fotovoltaico “é o conjunto de módulos fotovoltaicos ou subarranjos fotovoltaicos mecânica e eletricamente integrados, incluindo a estrutura de suporte”, como mostra a Figura 10.

**Figura 10: Célula, módulo e painel fotovoltaico, respectivamente.**



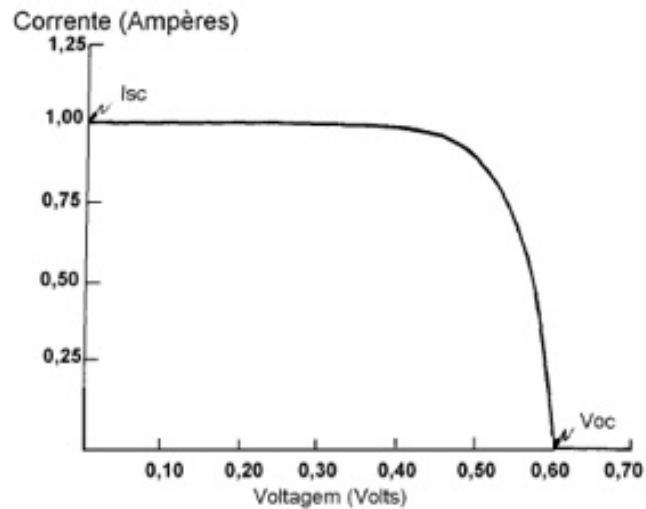
**Fonte: URBANETZ (2010).**

#### 2.3.1.1 Ponto de máxima potência (MPP) e rendimento

Os módulos fotovoltaicos, diferente de fontes elétricas convencionais, não possuem uma tensão de saída ou corrente constantes, sendo elas dependentes uma da outra (VILLALVA; GAZOLI, 2012). Essa relação entre tensão e corrente pode ser observada na curva de corrente (I) pela tensão (V) da Figura 11, sendo que todas os módulos possuem características similares.



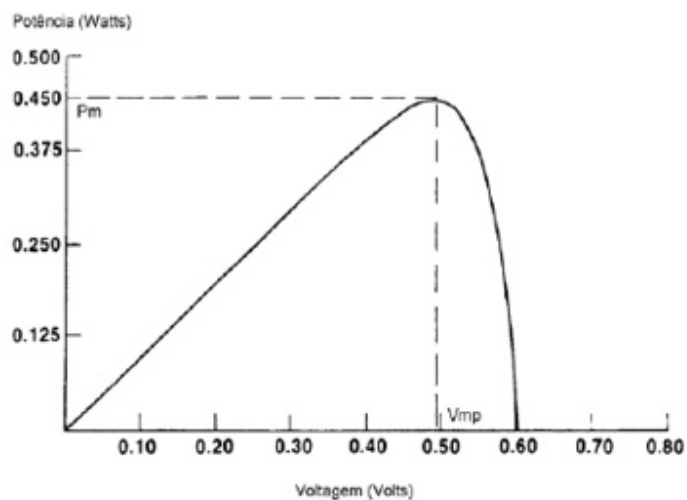
**Figura 11: Curva característica IxV de um módulo fotovoltaico.**



**Fonte: CRESESB (2006).**

A potência do módulo ( $P$ ), que depende da tensão e corrente, também varia com os mesmos, como é possível observar na curva de  $P \times V$  da Figura 12 a seguir:

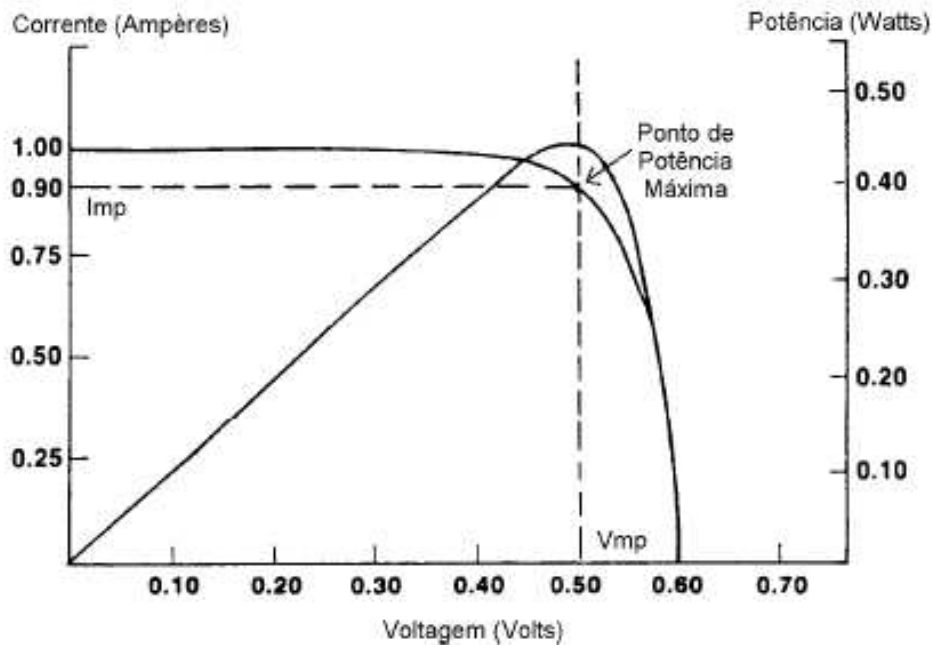
**Figura 12: Curva típica de potência versus tensão.**



**Fonte: CRESESB (2006).**

Nesta curva pode-se perceber a existência de um ponto onde o módulo fornece a potência máxima ( $P_m$ ), que é o chamado ponto de máxima potência (MPP), sendo a tensão e a corrente neste ponto, respectivamente, a tensão de potência máxima ( $V_{mpp}$ ) e a corrente de potência máxima ( $I_{mpp}$ ). Idealmente, se deseja que o módulo trabalhe neste ponto, pois é onde ele apresenta a maior produção de energia (Figura 13).

**Figura 13: Parâmetros de potência máxima.**



**Fonte: CRESESB (2006).**

Com a potência máxima também é possível obter o valor da eficiência do módulo ( $\eta$ ), que representa a porcentagem de energia solar que o atinge e é transformada em energia elétrica, ou seja, o quão efetivo é o processo de conversão de energia do módulo (PINHO; GALDINO, 2014). Para isto, é utilizada a Equação 1, em que  $A$  é a área do módulo e  $G$  a taxa de irradiância solar.

$$\eta = \frac{P_m}{A \cdot G} * 100 \quad (1)$$

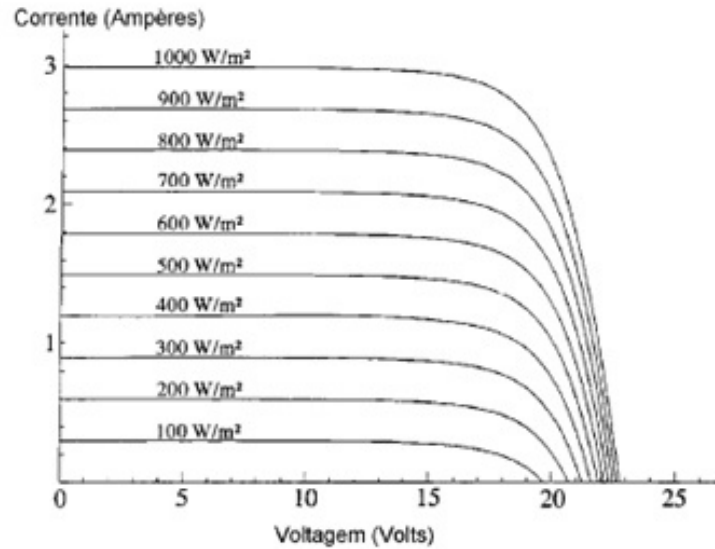
Os valores nominais contidos nas folhas de dados dos módulos fotovoltaicos são calculados a partir das condições padronizadas de teste (STC), em que  $G = 1000W/m^2$ .

### 2.3.1.2 Influência da irradiância solar

Para os módulos fotovoltaicos, a geração de corrente aumenta linearmente com o aumento da irradiância solar, e, conseqüentemente, a potência também, como é possível perceber nas Figuras 14 e 15:

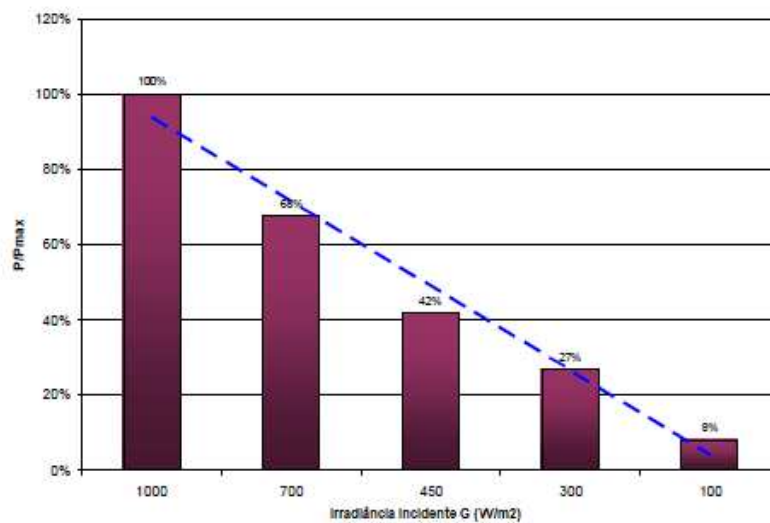


**Figura 14: Efeito causado pela variação de irradiância sobre a corrente.**



Fonte: CRESESB (2006).

**Figura 15: Simulação da variação da potência máxima com a irradiância incidente.**



Fonte: Adaptado de Castro (2002).

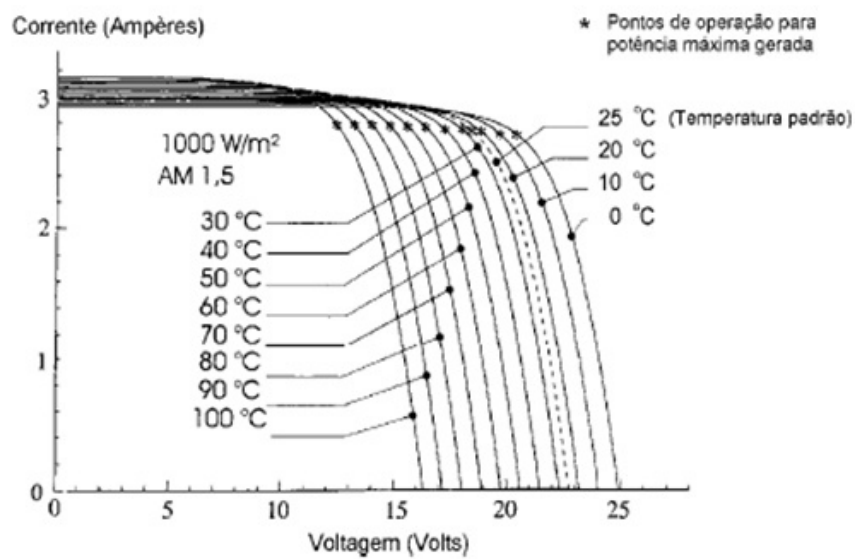
A partir do gráfico pode se analisar que a relação entre corrente e irradiância é proporcional, assim, é possível calcular uma nova corrente  $I_1$  do módulo, para uma determinada irradiância  $G_1$ , utilizando os dados da corrente de curto-circuito  $I_0$ , irradiância de referência  $G_0$  conforme a Equação 2.

$$I_1 = I_0 * \frac{G_1}{G_0} \quad (2)$$

### 2.3.1.3 Influência da temperatura

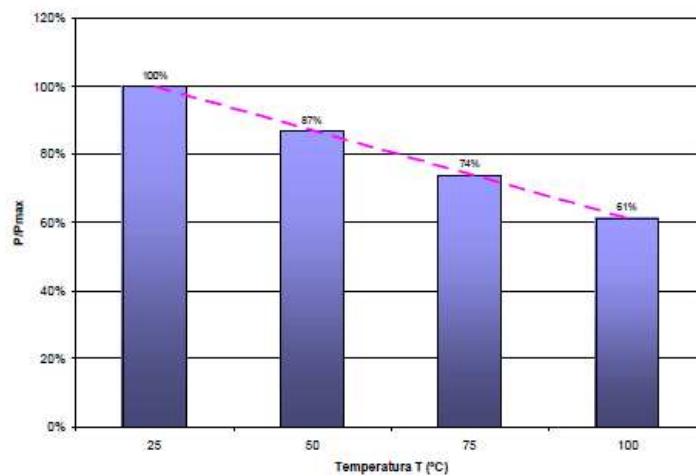
A temperatura sobre a qual o módulo trabalha possui influência na tensão em seus terminais e, conseqüentemente, na potência fornecida, porém, a corrente fornecida apresenta apenas uma pequena variação (VILLALVA; GAZOLI, 2012), sendo que quanto maior a temperatura menor a potência fornecida e a tensão em seus terminais, conforme mostram as Figuras 16 e 17:

**Figura 16: Efeito da temperatura na operação de uma célula fotovoltaica.**



Fonte: CRESESB (2006).

**Figura 17: Simulação da variação da potência máxima com a temperatura.**

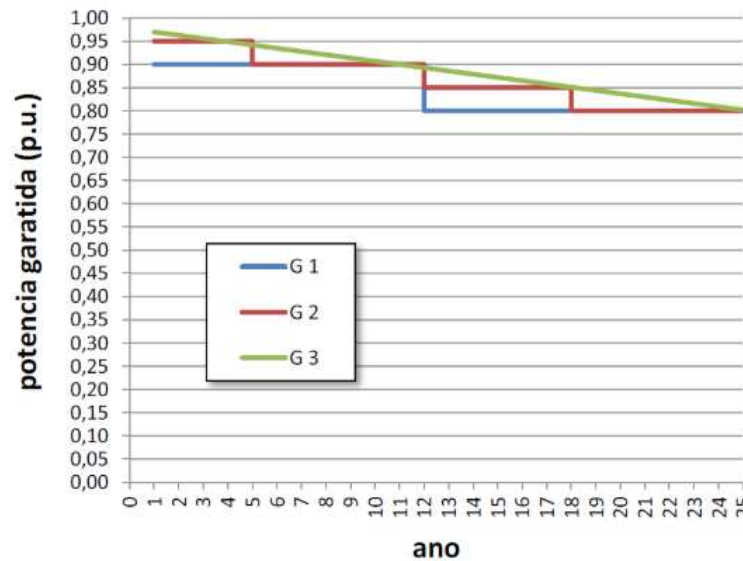


Fonte: Castro (2002).

### 2.3.1.4 Garantia dos módulos fotovoltaicos

De acordo com Pinho e Galdino (2014), os fabricantes oferecem uma garantia contra defeitos de fabricação por um período de tempo. Além disso, oferecem uma garantia de rendimento por mais um período de tempo, que pode ser linear (G1), ou por fases (G2 e G3), como mostra a Figura 18:

**Figura 18: Diferentes formas de garantias aplicadas a módulos fotovoltaicos.**



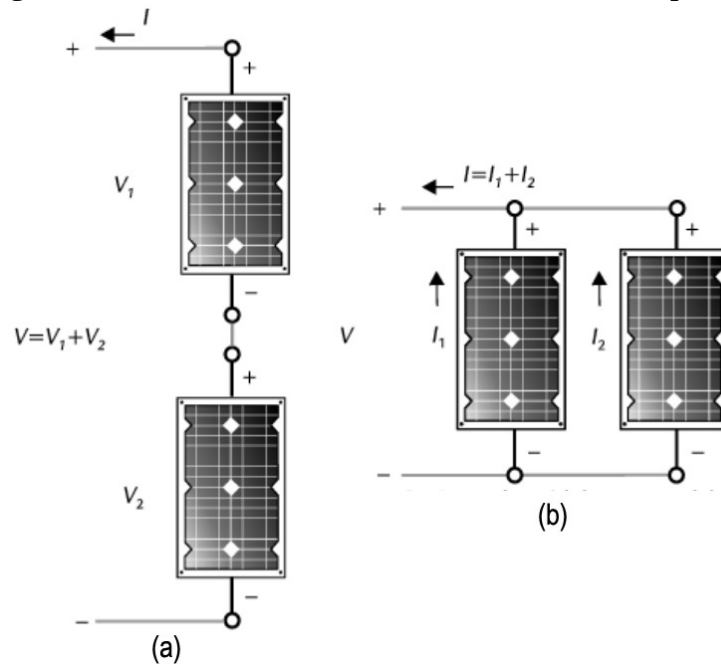
Fonte: Pinho e Galdino (2014)

### 2.3.1.5 Conexões dos módulos fotovoltaicos

Cada módulo fotovoltaico individual possui uma baixa tensão e corrente de saída, portanto, elas são agrupadas, em série e/ou paralelo, para formar um arranjo fotovoltaico que atenda aos requisitos do sistema (VILLALVA; GAZOLI, 2012).

Pode-se conectar as células em série, como na Figura 19a, em que as tensões dos módulos se somam, de forma a conseguir a tensão desejada para o sistema. A corrente neste caso permanece igual a de uma única célula. A outra forma de conexão, vista na Figura 19b, é a conexão em paralelo, como na Figura 19a, onde a corrente do módulo é igual à soma das correntes de cada um enquanto que a tensão permanece igual a de um único módulo.

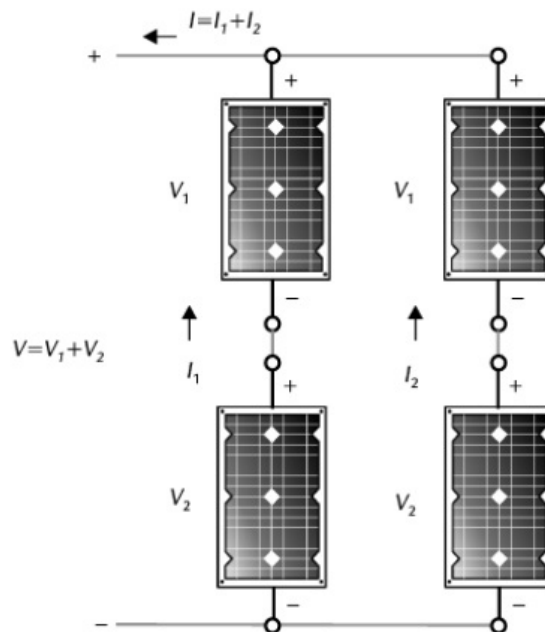
**Figura 19: Conexão de módulos em série e conexão em paralelo.**



Fonte: adaptado de Villalva e Gazoli (2012).

É possível realizar ambas as conexões anteriores concomitantemente, em série e em paralelo, como na Figura 20, com o objetivo de se somar as tensões de saída e correntes fornecidas pelo conjunto, para atender aos requisitos do sistema.

**Figura 20: Arranjo dos módulos em série e paralelo.**



Fonte: Villalva e Gazoli (2012).

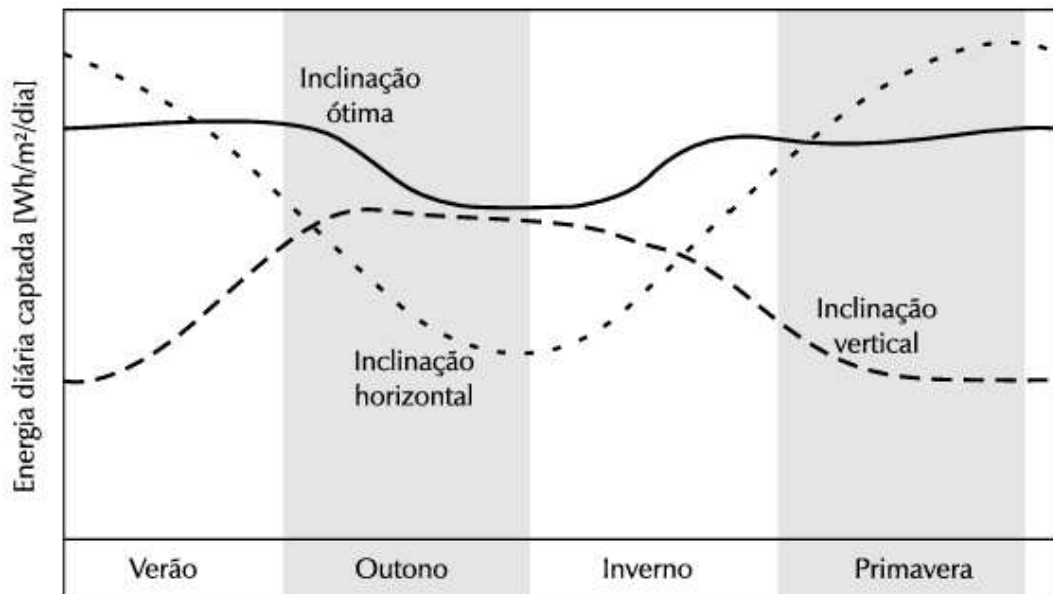
### 2.3.1.6 Orientação e ângulo de inclinação do arranjo fotovoltaico

Como, na maioria dos sistemas, a orientação e o ângulo de inclinação do arranjo fotovoltaico são fixos após sua instalação, é extremamente importante definir estas variáveis, pois existe um valor no qual se tem a maior captação de raios solares e, conseqüentemente, maior produção de energia elétrica (VILLALVA; GAZOLI, 2012).

No hemisfério sul do planeta deve-se, sempre que possível, orientar o módulo com sua face para o norte geográfico, pois é nesta posição em que se possui a maior produção média diária de energia.

Como o SFI não possui conexões com outras redes externas que possam absorver seus excedentes, é interessante dimensioná-lo de forma a maximizar a geração nas épocas mais desfavoráveis, mesmo reduzindo o potencial de geração nas épocas mais favoráveis pois, assim, necessita-se menor investimento para suprir o sistema nas épocas críticas e reduz-se o desperdício de energia nas épocas de abundância de energia. A Figura 21 mostra três curvas típicas do comportamento da energia solar captada durante o ano no hemisfério sul em três diferentes inclinações, porém, vale salientar que a diferença na energia gerada entre cada uma das inclinações pode variar dependendo da latitude em que o sistema será localizado.

**Figura 21: Energia solar captada ao longo do ano com diferentes inclinações.**



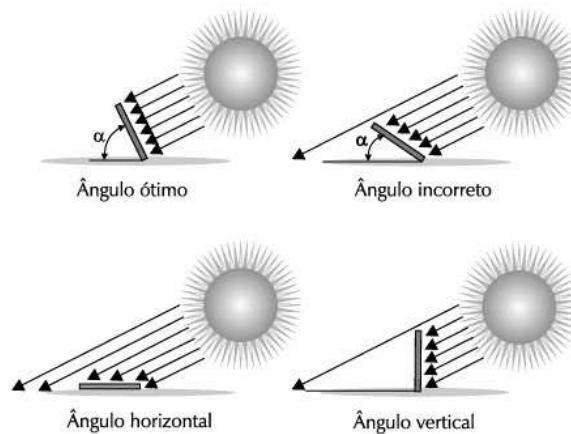
Fonte: Villalva e Gazoli (2012).

Para isso, será utilizado o dimensionamento a partir do método do mês crítico, que “consiste na realização do dimensionamento do SFI considerando um balanço de energia durante o período do ano no qual ocorrem as condições médias mais desfavoráveis para o

sistema” (PINHO; GALDINO, 2014, p.308). Será utilizado o Atlas de Energia Solar do Estado do Paraná para verificar qual é o mês mais desfavorável e, junto ao programa Radiasol, verificar qual a inclinação do painel consegue maximizar o aproveitamento da irradiação solar durante esse período.

A influência da inclinação do painel na captação de energia pode ser vista na Figura 22:

**Figura 22: Efeito da inclinação do módulo fotovoltaico na captação de energia.**



**Fonte: Villalva e Gazoli (2012).**

### 2.3.1.7 Estrutura de suporte

Os painéis devem ficar posicionados sobre estruturas de suporte, que servem para garantir suporte mecânico, otimização no angulamento dos painéis e melhorar a troca de calor do equipamento. Para isso deve-se prever dilatações térmicas dos materiais, rigidez mecânica, resistência à ventos, flexibilidade no posicionamento dos módulos, entre outros (PINHO; GALDINO, 2014).

### 2.3.2 Baterias

As baterias são elementos que armazenam energia elétrica nos momentos em que ocorre uma produção maior que o consumo, e fornece esta energia quando ocorre o inverso, como durante a noite, momentos de menor irradiação ou falhas de geração, sendo essencial para os SFI poderem suprir de forma constante a energia para as cargas do sistema. Ela também é responsável por compensar a tensão de saída variável dos módulos fotovoltaicos e garantir o fornecimento de tensão constante para o sistema (VILLALVA; GAZOLI, 2012).

Para se atingir os níveis de tensão e corrente desejados da bateria, utiliza-se um conjunto de baterias conectadas em uma combinação de série e paralelo, chamado banco de baterias (PATEL, 2006). A conexão em série aumenta a tensão do banco e a conexão em paralelo aumenta a sua corrente.

Existem diversos tipos de baterias, sendo as mais empregadas, atualmente, a tecnologia de chumbo-ácido, mais velha e largamente utilizada, e a de lítio-íon, mais recente e compacta. As baterias de lítio-íon apresentam melhor eficiência e tempo de vida, porém, apresentam um investimento inicial significativamente maior que as de chumbo-ácido (KESHAN; THORNBURG; USTUN, 2016). Apesar de cada uma possuir suas vantagens e desvantagens, a bateria de chumbo-ácido possui mais estudos na área da energia fotovoltaica, e uma maior disponibilidade no mercado brasileiro, tornando-a, assim, uma escolha mais segura.

Existem normas que regulamentam projetos que utilizam baterias, como a NBR 15389 (Bateria de chumbo-ácido estacionária regulada por válvula – Instalação e montagem). Deverá ser analisada a tecnologia empregada para, assim, determinar a norma que engloba o equipamento.

#### 2.3.2.1 Capacidade

A capacidade de uma bateria se refere a sua capacidade energética, sendo expressa normalmente em ampere-hora (Ah). Essa capacidade depende do seu regime de descarga, que será abordado no item 2.3.2.3, sendo necessário, na hora da escolha da bateria, analisar em qual regime foi especificado para determinar sua capacidade. Normalmente as baterias estão especificadas em regimes C10 e C20.

A capacidade disponível da bateria é influenciada pelas condições de operação da mesma, como a idade, temperatura, estado inicial, taxa de descarga e tensão de corte (PINHO; GALDINO, 2014).

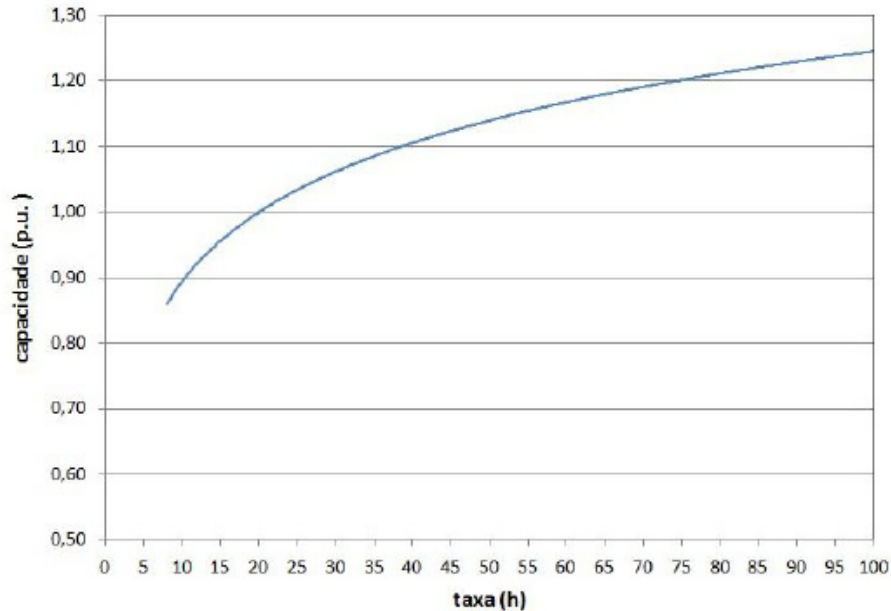
#### 2.3.2.2 Taxa de carga

Representa a taxa em que uma corrente elétrica aplicada a bateria durante o seu carregamento, sendo essa taxa normalizada em relação à capacidade nominal da bateria (PINHO; GALDINO, 2014).

Esta taxa de carga varia com a capacidade da bateria, sendo que, quanto maior a capacidade, mais lenta é a taxa de carga, como é possível ver na Figura 23 a seguir, para uma

bateria de chumbo-ácido.

**Figura 23: Capacidade de uma bateria chumbo-ácido em função da taxa de carga.**



**Fonte: CRESESB (2006).**

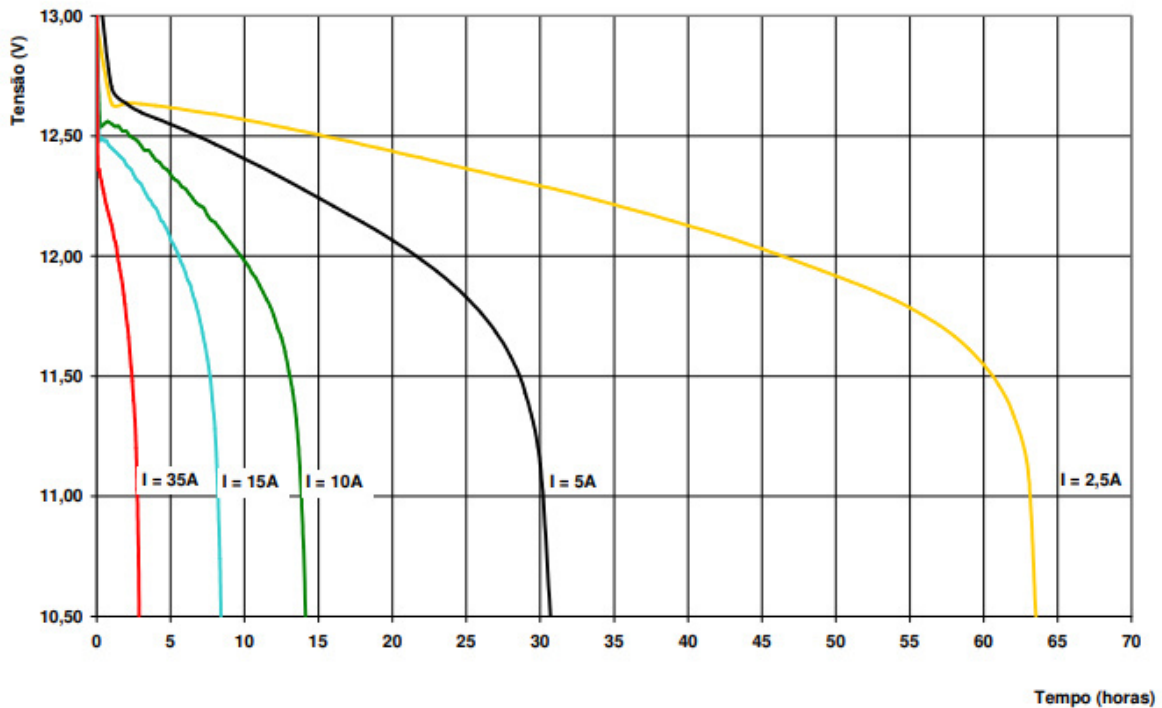
Também é importante levar em consideração a tensão de flutuação e tensão de carga (VILLALVA; GAZOLI, 2012). A tensão de flutuação se refere a faixa de valores para tensão em que deve ser mantida a bateria, quando ela não está em funcionamento, para aumentar a durabilidade da mesma. A tensão de carga, por outro lado, é uma tensão superior a tensão de flutuação, que será aplicada na bateria com o objetivo de carregá-la.

### 2.3.2.3 Taxa de descarga

É a taxa da corrente fornecida pela bateria durante o seu processo de descarga, funcionando de forma análoga a taxa de carga, porém para o tempo de descarga da bateria. Como pode-se observar pela Figura 24, quanto maior o período de tempo, ou seja, menor taxa de descarga, em que a bateria fornece energia, menor é a corrente com que ela pode trabalhar e vice-versa. É importante ressaltar que essa relação não é linear. Uma bateria que consegue fornecer uma corrente  $I$  em um período  $t$  de tempo, não conseguirá suprir  $2I$  em um período  $t/2$  de tempo.



**Figura 24: Curva de descarga com corrente constante para a bateria de chumbo-ácido DF2500.**



**Fonte: Freedom (2008).**

#### 2.3.2.4 Eficiência

Devido às características de uma bateria, é necessária uma maior quantidade de Ah do que foi utilizada no processo de descarga para trazer a bateria ao mesmo nível de carga. Essa relação entre a energia de saída sobre a energia de entrada requerida é chamada de eficiência energética (PATEL, 2006).

#### 2.3.2.5 Vida útil

Vida útil refere-se a expectativa de duração da bateria, sendo normalmente expressa pelo número de ciclos da mesma, ou seja, o número de ciclos em uma determinada profundidade de descarga esperado antes que a bateria apresente falhas para manter suas características técnicas (PINHO; GALDINO, 2014). Este número é dependente da profundidade de descarga, corrente de descarga e da temperatura de operação da bateria.

Para baterias de chumbo-ácido, quando a perda de capacidade, ou seja, a diferença entre a capacidade nominal e a atual chega a 20%, considera-se que a bateria chegou ao fim da sua vida útil e é necessário substituí-la (CHAGAS, 2007).

### 2.3.2.6 Estado de carga(SOC)

O estado de carga refere-se à quantidade de energia que ainda existe dentro da bateria em um determinado momento, sendo medida em Ah ou expressa em porcentagem, em relação a carga máxima possível, como demonstra a Equação 3 (BERGVELD; KRUIJT; NOTTEN, 2001).

$$SOC(\%) = \frac{\text{capacidade remanescente na bateria}(Ah)}{\text{capacidade nominal da bateria}(Ah)} \cdot 100 \quad (3)$$

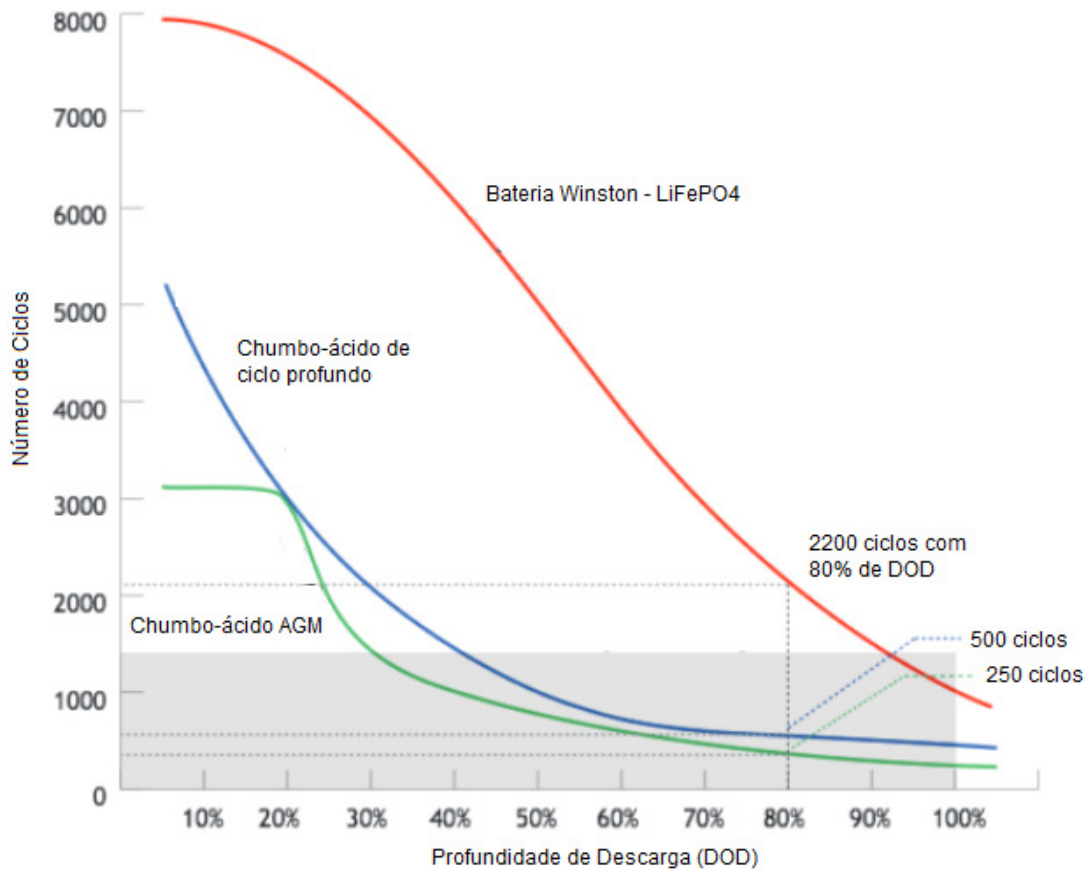
Os dados fornecidos pelo estado de carga são utilizados na tomada de decisões quanto aos processos de carregamento ou descarregamento da bateria, tendo o objetivo de evitar falhas como a sobrecarga ou descarga excessiva.

### 2.3.2.7 Profundidade de descarga(DOD)

Um parâmetro muito importante e que determina a vida útil de uma bateria é a chamada profundidade de descarga. Na prática, uma bateria poderia ser descarregada completamente, ou seja, até que a tensão entre os seus terminais se torne nula. Porém, o problema destas descargas “profundas” é que danificam a bateria e reduzem sua vida útil, como, por exemplo, as baterias de chumbo-ácido, que sofrem a formação de estruturas irreversíveis de cristais de sulfato de chumbo. Portanto, é estabelecida uma tensão final de descarga com o intuito de que se evite a retirada completa da carga na bateria e, conseqüentemente, se prolongue a vida útil da mesma (CHAGAS, 2007).

A profundidade de descarga é o estado de carga mínimo em que a bateria irá operar, por exemplo, considerando uma bateria com capacidade nominal de 100 Ah e descarregando até uma SOC de 75 Ah, teremos uma DOD de 25%. Pode-se observar na Figura 25 um exemplo da influência do DOD na vida útil da bateria.

**Figura 25: Vida útil da bateria baseado no DOD.**



**Fonte: adaptado de Arcus (2016).**

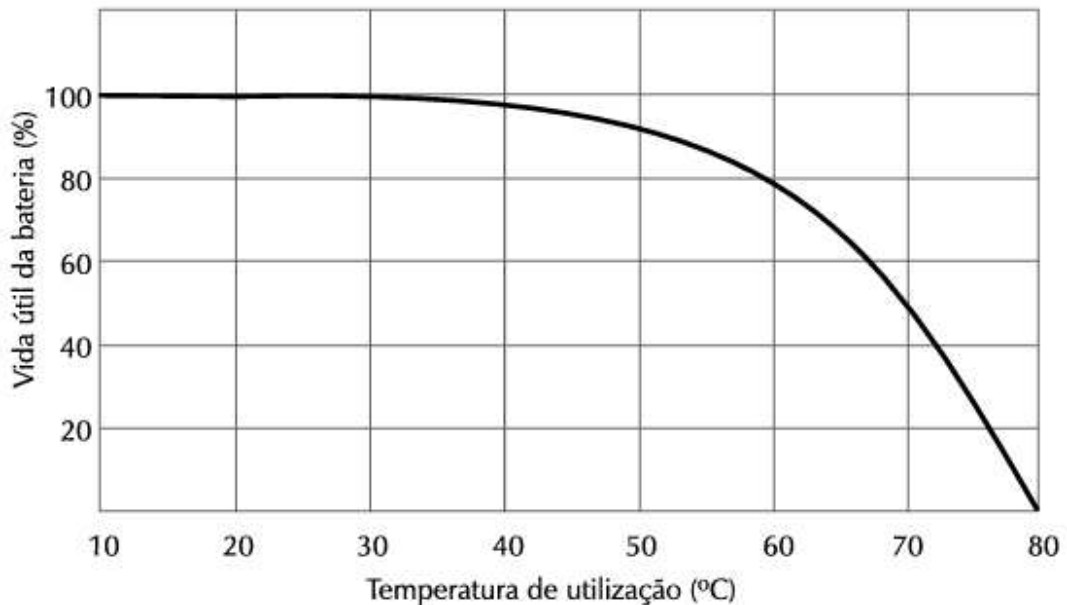
Como é possível inferir da Figura 25, cada tipo de bateria possui uma curva de número de ciclos em relação a DOD única, mas, possuindo características em comum. Quanto maior a DOD menor o número de ciclos que ela pode suportar e, conseqüentemente, menor seu tempo de vida útil.

#### 2.3.2.8 Influência da temperatura

Com o aumento da temperatura acima de seu valor de referência, observa-se que a capacidade da bateria e sua eficiência de carregamento e descarregamento se reduzem e a sua autodescarga aumenta, e, conseqüentemente, há uma redução em sua vida útil (PATEL, 2006).

Quanto à influência da temperatura em relação à vida útil, é possível ver seus efeitos pelo gráfico da Figura 26:

**Figura 26: Gráfico da vida útil de uma bateria de chumbo ácido em função da temperatura.**



**Fonte: Villalva e Gazoli (2012).**

#### 2.3.2.9 Acondicionamento das baterias

O banco de baterias deverá ser instalado em compartimentos, podendo ser caixas de madeira, metálicas, telas, etc., de modo a permitir acesso ao pessoal autorizado, e também proteger, tanto profissionais do contato acidental, quanto proteger o próprio equipamento e garantir a ventilação adequada (PINHO; GALDINO, 2014).

#### 2.3.3 Controladores De Carga

"O controlador de carga é o dispositivo que faz a correta conexão entre o painel fotovoltaico e a bateria, evitando que a bateria seja sobrecarregada ou descarregada excessivamente", (VILLALVA; GAZOLI, 2012, p.110). O controlador realiza essa função ao desconectar o painel fotovoltaico quando se atinge a tensão de carga da bateria, evitando a sobrecarga, e desconectando a mesma quando ela atinge um nível crítico de carga, evitando a descarga excessiva.

Os controladores devem ser projetados especificamente para cada tipo de bateria ou permitir o ajuste de seus parâmetros e método de controle, uma vez que, por exemplo, um controlador projetado para uma bateria de chumbo-ácido pode não funcionar adequadamente para uma bateria de níquel-cadmio (PINHO; GALDINO, 2014).

### 2.3.3.1 Tipos de controladores de carga

“Os controladores podem diferir basicamente quanto à grandeza utilizada para o controle, forma de desconexão do painel fotovoltaico e estratégia de controle adotada”, (PINHO; GALDINO, 2014, p.215).

Quanto às formas de controle, ele pode ser convencional, eletrônico com modulação de largura de pulso (PWM) ou eletrônico com PWM e rastreamento do ponto de máxima potência (MPPT) (VILLALVA; GAZOLI, 2012).

Os controladores convencionais, também conhecidos como liga-desliga, são os mais simples. Basicamente, ele possui apenas duas funções: desconectar os painéis fotovoltaicos da bateria quando ela está completamente carregada e desconectar a carga do sistema para impedir que a bateria se descarregue de forma excessiva, sem qualquer regulação sobre a tensão e corrente aplicadas a bateria.

Os controladores eletrônicos com PWM são equipamentos mais sofisticados, utilizando de transistores, circuitos eletrônicos e microprocessadores, que além da função convencional permitem realizar um controle preciso do carregamento das baterias, realizando uma carga de três estágios, e aumentando a vida útil da bateria.

Já os controladores eletrônicos com PWM e MPPT, os mais modernos e caros atualmente, além de realizarem todas as funções dos controladores anteriores, graças ao recurso de MPPT, são capazes de controlar os níveis de tensão e corrente de forma a conseguir fazer com que os painéis operem no seu ponto de máxima potência.

### 2.3.4 Inversores

Os inversores são os equipamentos eletrônicos responsáveis por converter a corrente da forma contínua para a forma alternada. Como os módulos fotovoltaicos geram corrente na forma contínua, os inversores são essenciais para que o sistema fotovoltaico possa alimentar cargas que funcionam com corrente alternada (CA), obedecendo a amplitude, frequência e conteúdo harmônico requeridas por elas (PINHO; GALDINO, 2014).

Para o dimensionamento dos inversores do sistema, deve levar-se em conta, principalmente, a potência fornecida em regime normal de operação, a potência de pico necessária para suprir as cargas além da faixa de tensão CC para alimentação do inversor (IMHOFF, 2007). Caso a carga não tenha equipamentos que utilizem tensão alternada, não é necessária a utilização de um inversor, sendo necessário apenas que o sistema consiga entregar

a tensão necessária para o funcionamento dos equipamentos CC.

### 2.3.5 Proteção

Dimensionar corretamente a proteção elétrica do sistema minimiza e até mesmo evita falhas no sistema. Alguns dispositivos de proteção podem estar integrados aos equipamentos, como inversores e controladores de carga, mas também deve se prever instalações de outros dispositivos como disjuntores, dispositivos protetores de surtos (DPS), aterramento, e sistemas de proteção contra descargas atmosféricas (SPDA) (PINHO; GALDINO, 2014).

Para o dimensionamento dos condutores e dispositivos de proteção devem ser tomadas como referências as normas vigentes como a NBR 16990 (Instalações elétricas de arranjos fotovoltaicos - requisitos de projeto), NBR 5410 (Instalações elétricas em baixa tensão) e a NBR 5419 (Proteção de estruturas contra descargas atmosféricas) e serão considerados valores de tensão e corrente máximos dos circuitos da bateria, dos painéis, da carga e limites dos condutores.

#### 2.3.5.1 Monitoramento

Como os SFI geralmente localizam-se em regiões remotas, um sistema de monitoramento remoto dos dados do sistema é de extrema importância para ajudar a prever e/ou detectar falhas, melhorando, assim, o tempo de resposta da equipe técnica em caso de necessidade. “Alguns modelos de controladores de carga e inversores possuem sistemas de aquisição e armazenamento de dados integrados [...]”, (PINHO; GALDINO, 2014, p.249). Para isso, é necessário prever a instalação de equipamentos que possuam essas funções. Caso contrário, podem ser utilizados equipamentos dedicados.

Para que os dados possam ser entregues remotamente ao usuário, é necessário um sistema de comunicação, normalmente, uma rede conectada à internet. Para isso, é importante verificar as formas de conectar os equipamentos de monitoramento aos equipamentos de transmissão de dados, além de verificar se os protocolos de comunicação são compatíveis.

### 3 METODOLOGIA

Para o dimensionamento do sistema serão levados em conta quatro dados principais definidos pela empresa: as cargas do sistema junto aos seus fatores de serviço, as localizações geográficas dos pontos de instalação dos sistemas, a autonomia dos bancos de baterias e a temperatura interna dos containers em cada localização. Serão feitos dimensionamentos individuais para as piores e melhores situações de irradiação para poder ser feito o comparativo das opções obtidas. Também vale ressaltar que, como citado anteriormente, para esse sistema, pode-se assumir que não haverá sombreamento.

#### 3.1 CÁLCULO DE DEMANDA

O sistema será composto por cargas pequenas, mas que funcionarão de forma cíclica, entrando em funcionamento por um período de tempo ( $T_s$ ) e ficando em estado de espera por outro período ( $T_e$ ). Somando esses períodos durante o dia, tem-se seu tempo de utilização em horas/dia. Então será feito o quadro de cargas (Quadro 1):

**Quadro 1: Exemplo de um quadro de cargas.**

Equipamento	Potência (VA)	Tensão Nominal (V)	Corrente Nominal (A)	Tempo (h/dia)	Demanda Diária (VAh/dia)
Equipamento 1 em serviço	$P_{S_1}$	Vcc	$I_{S_1} = \frac{P_{S_1}}{V_{cc}}$	$T_{S_1}$	$D_{S_1} = P_{S_1} T_{S_1}$
Equipamento 1 em espera	$P_{e_1}$	Vcc	$I_{e_1} = \frac{P_{e_1}}{V_{cc}}$	$T_{e_1}$	$D_{e_1} = P_{e_1} T_{S_1}$
Equipamento 2 em serviço	$P_{S_2}$	Vcc	$I_{S_2} = \frac{P_{S_2}}{V_{cc}}$	$T_{S_2}$	$D_{S_2} = P_{S_2} T_{S_2}$
Equipamento 2 em espera	$P_{e_2}$	Vcc	$I_{e_2} = \frac{P_{e_2}}{V_{cc}}$	$T_{e_2}$	$D_{e_2} = P_{e_2} T_{S_2}$
Equipamento n em serviço	$P_{S_n}$	Vcc	$I_{S_n} = \frac{P_{S_n}}{V_{cc}}$	$T_{S_n}$	$D_{S_n} = P_{S_n} T_{S_n}$
Equipamento n em serviço	$P_{e_n}$	Vcc	$I_{e_n} = \frac{P_{e_n}}{V_{cc}}$	$T_{e_n}$	$D_{e_n} = P_{e_n} T_{S_n}$
<b>Total</b>					$Dt = \sum_{i=1}^n D_{S_i} + D_{e_i}$

**Fonte: Autoria própria.**

Também será importante saber qual será a potência máxima instantânea requisitada pelo sistema para calcular a corrente máxima ser suportada pelos equipamentos do SFI. Para isso será feito um estudo das entradas e saídas de carga, calculando a corrente do sistema para cada momento para descobrir o valor de pico.

### 3.2 ESTUDO DO POTENCIAL DE GERAÇÃO FOTOVOLTAICA LOCAL

“O clima do Paraná apresenta contrastes nos regimes de precipitação e temperatura sendo a maior parte deles resultado do relevo e da localização geográfica do estado” (TIEPOLO *et al.*, 2017, p.19). Por esse motivo, será necessária uma análise para que o sistema fotovoltaico possa ser dimensionado de forma a conseguir suprir as necessidades do sistema MIRH na pior localização, durante o período que possuir os menores índices de irradiação. Os dados de localização são fornecidos pela empresa.

Utilizando as localizações fornecidas pela empresa, será feita uma análise ponto a ponto no mapa de irradiação do Atlas Solar do Estado do Paraná para que seja feita a maximização da irradiação média no plano do módulo no mês crítico, testando diversas inclinações do módulo no programa Radiasol. Com os dados individuais será possível descobrir quais localidades têm o menor e o maior potencial de geração no mês crítico, para que, no final do dimensionamento dos dois SFI, seja possível fazer o comparativo do investimento necessário para cada sistema.

Os cálculos realizados nas seções 3.3 a 3.7 irão considerar duas situações (maior e menor irradiação) e, então serão obtidos os custos de ambos os sistemas. Com isso, será feita uma consulta ao responsável pela empresa para verificar a necessidade do projeto de sistemas individuais para cada localidade ou se possível, utilizar um projeto único a partir da pior situação para todas os pontos. Pode-se, também, chegar à conclusão de que, em certos pontos, um sistema puramente fotovoltaico é inviável.

### 3.3 DIMENSIONAMENTO DO MÓDULO

De acordo com os cálculos apresentados por URBANETZ (2016), é possível calcular a potência a ser instalada ( $P_{FV}$ ) a partir da energia diária a ser gerada ( $E$ ), a irradiância ( $G$ ), a irradiação diária ( $H_{TOT}$ ) e o rendimento aproximado previsto do SFI ( $R$ ). Para  $G$  será adotado o valor no STC. Também multiplica-se por um fator de carregamento das baterias ( $F_{CARREG}$ ), necessário para que o sistema consiga gerar um excedente para, além de suprir o sistema,



carregar as baterias (Equação 4).

$$P_{FV} = \frac{E \cdot G}{H_{TOT} \cdot R} \cdot F_{CARREG} \quad (4)$$

É necessário prever três fatores que irão diminuir a eficiência dos módulos. Primeiramente, temperaturas diferentes do STC alteram as condições de operação dos módulos. Temperaturas baixas podem aumentar as tensões e correntes do módulo, podendo, assim, exceder os limites de outros equipamentos conectados ao arranjo. No Paraná, dificilmente ocorrem temperaturas abaixo de 25°C junto com condições de alta irradiância, por esse motivo, baixas temperaturas provavelmente não causarão problemas. Já temperaturas altas reduzem a eficiência do módulo, reduzindo o potencial de geração do sistema. Em SFI, isso pode causar subdimensionamento do sistema. É preciso prever as temperaturas do local para que possa ser feita a correção da potência utilizando-se dos coeficientes contidos na folha de dados dos módulos.

O segundo fator é a perda de eficiência com o passar dos anos. Os fabricantes fornecem, para seus equipamentos, uma previsão de qual será a perda de eficiência com o tempo. Deve-se dimensionar o sistema com um excedente de potência no início para que, após um tempo estipulado, o sistema continue sendo suficiente para suprir a demanda de energia.

Por último, resíduos podem se depositar na superfície do módulo. Este fator, caso haja boa manutenção e limpeza regular, pode ser praticamente desprezado.

Dividindo a potência instalada pela potência de cada módulo ( $P_{mod}$ ) tem-se a quantidade de módulos (N), assumindo o número de módulos como o número inteiro imediatamente acima (Equação 5).

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

Com a quantidade de módulos definida, pode-se verificar se a área a ser ocupada pelos módulos é compatível com a área disponível para instalação. Caso contrário será necessário ser feita a escolha de outro módulo com maior eficiência.

Tendo o número total de módulos, é possível definir a configuração série/paralelo do arranjo e, com isso, calcular as características elétricas do arranjo. Multiplicando as tensões dos módulos pelo número de módulos ligados em série ( $N_S$ ), obtém-se a tensão do arranjo (Equações 6 e 7). Multiplicando a corrente dos módulos pelo número de módulos em paralelo ( $N_P$ ), o resultado é a corrente do arranjo (Equação 8). Por último, multiplicando o número de

módulos pela potência desses módulos calcula-se a potência total do painel (Equação 9).

$$V_{MÁX} = N_S \cdot V_{oc} \quad (6)$$

$$V_{MPP} = N_S \cdot V_{mpp} \quad (7)$$

$$I_{MÁX} = N_S \cdot I_{sc} \quad (8)$$

$$P_p = N \cdot P_{mod} \quad (9)$$

Sendo:

- $V_{MÁX}$  a tensão de circuito aberto do arranjo;
- $V_{MPP}$  a tensão no ponto de máxima potência do arranjo;
- $I_{MÁX}$  a corrente de curto-circuito do arranjo;
- $P_p$  a potência total do painel;
- $V_{oc}$  a tensão de circuito aberto do módulo;
- $I_{sc}$  a corrente de curto-circuito do módulo.

As configurações definidas nesta etapa não são definitivas, deverá ser feita uma análise de forma a verificar se os patamares de tensão e corrente do arranjo de módulos são compatíveis com os controladores de carga e inversores disponíveis no mercado e, se necessário, alterar as configurações do arranjo. As especificações dos módulos serão obtidas dos manuais e catálogos dos fabricantes, como no exemplo das Figuras 27 e 28.

Figura 27: Exemplo de especificações de módulos fotovoltaicos.

ESPECIFICAÇÕES ELÉTRICAS (STC)					
TIPO (STC)	GCL-P6/72 310	GCL-P6/72 315	GCL-P6/72 320	GCL-P6/72 325	GCL-P6/72 330
Potência Máxima P <sub>max</sub> (W)	310	315	320	325	330
Tensão de Potência Máxima V <sub>m</sub> (V)	37	37,2	37,4	37,6	37,8
Corrente de Potência Máxima I <sub>m</sub> (A)	8,38	8,47	8,56	8,64	8,73
Tensão de Circuito Aberto V <sub>oc</sub> (V)	45,4	45,6	45,8	46	46,2
Corrente de Curto-circuito I <sub>sc</sub> (A)	8,99	9,08	9,17	9,24	9,33
Eciência do Módulo (%)	16,0	16,2	16,5	16,7	17,0
Tolerância da Saída de Potência P <sub>m</sub> (W)	0~+5				

Valores em Condições de Teste Normalizadas STC (Massa de Ar AM1,5, Irradiação 1000 W/m<sup>2</sup>, Temperatura da Célula 25°C).

Fonte: GCL (2016).

Figura 28: Exemplo de fatores de correção de temperatura em módulos fotovoltaicos.

CLASSIFICAÇÕES DE TEMPERATURA	
Célula Operacional Nominal Temperatura (NOCT)	45 ± 2°C
Coeficiente de Temperatura de P <sub>max</sub>	-0,41%/°C
Coeficiente de Temperatura de V <sub>oc</sub>	-0,32%/°C
Coeficiente de Temperatura de I <sub>sc</sub>	+0,055%/°C

Fonte: GCL (2016).

### 3.4 DIMENSIONAMENTO DO BANCO DE BATERIAS

De acordo com URBANETZ (2016), para calcular a capacidade do banco de bateria a ser instalado, deve-se calcular o consumo diário em Ah/dia ( $C_{DIA}$ ) dividindo-se a energia do sistema pela tensão do banco de baterias ( $V_{BANCO}$ ) (Equação 10). A partir desse consumo, calculam-se duas situações de descarga. A capacidade ajustada em função da profundidade de descarga diária ( $C_D$ ), que é a descarga máxima que ocorrerá no período de um dia, utilizando a profundidade de descarga rasa ( $DOD_R$ ) (Equação 11) e a capacidade calculada a partir da capacidade de descarga máxima ( $C_M$ ), que ocorrerá no período final de autonomia ( $N_A$ ) do

sistema onde as baterias não deverão ultrapassar a profundidade de descarga profunda ( $DOD_P$ ) (Equação 12).

$$C_{DIA} = \frac{E}{V_{BANCO}} \quad (10)$$

$$C_D = \frac{C_{DIA}}{DOD_R} \quad (11)$$

$$C_M = \frac{C_{DIA}}{DOD_P} \cdot N_A \quad (12)$$

Por último, para definir a capacidade do banco de baterias ( $C_{BANCO}$ ), multiplica-se o maior valor entre  $C_D$  e  $C_M$  por um fator de segurança  $F_S$ , como demonstrado na Equação 13. Vale lembrar que o fator de rendimento da bateria já encontra-se englobado no fator R da Equação 4.

$$C_{BANCO} = \max\{C_D, C_M\} \cdot F_S \quad (13)$$

A empresa irá definir qual será o tempo de vida útil desejado das baterias. Com esse dado, será possível escolher uma bateria e, no manual, analisar o gráfico da vida útil em relação ao DOD, e, com isso, definir o  $DOD_R$  do banco de baterias. Devido à característica do banco de bateria do SFI de se carregar durante o dia, e descarregar durante a noite, é possível assumir que a bateria realiza um ciclo por dia. Já o  $DOD_P$  será definido a partir da folha de dados do equipamento, de forma a garantir que a descarga profunda não cause danos irreversíveis à bateria.

Então, a partir da capacidade da bateria ( $C_B$ ), define-se a quantidade de baterias ( $N_B$ ) pela Equação 14.

$$N_B = \frac{C_{BANCO}}{C_B} \quad (14)$$

É importante lembrar que a capacidade varia dependendo do seu regime de descarga. Então, para definir a capacidade de bateria é necessário verificar a corrente do sistema para, a partir da curva de descarga contida no manual, definir sua capacidade.

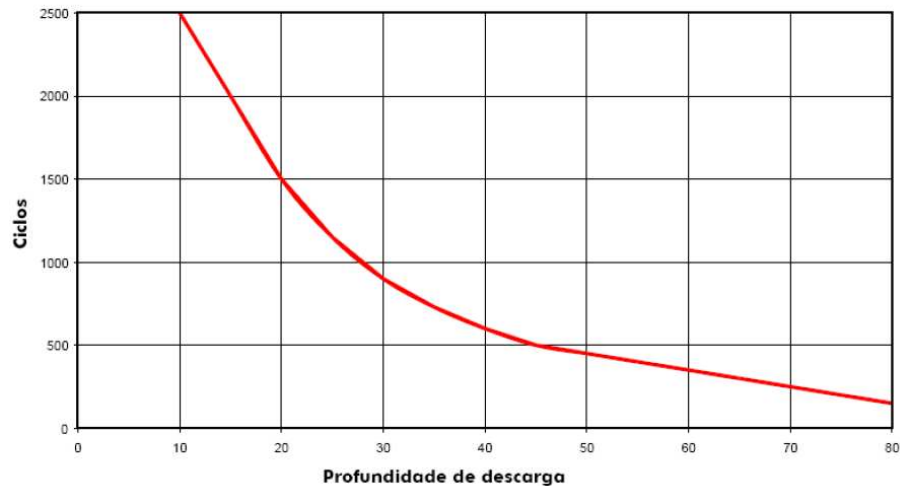
Poderão haver correções na capacidade e vida útil do banco de acordo com as informações de regime de carga e temperatura a partir das informações contidas no manual do fabricante (Figuras 29 e 30):

**Figura 29: Exemplo de especificações capacidade em relação ao regime de descarga.**  
**Capacidade em ampère-hora (Ah) a 25°C em diferentes regimes de descarga (tensão final 10,5V)**

Modelo	HORAS																MINUTOS		
	100hs	20hs	10hs	9hs	8hs	7hs	6hs	5hs	4,5hs	4hs	3,5hs	3hs	2,5hs	2hs	1,5hs	1h	45'	30'	15'
DF300	30,0	26,0	24,0	23,8	23,5	23,1	22,8	22,0	21,9	21,6	21,0	21,0	20,5	20,0	19,2	18,0	15,8	12,5	10,0
DF500	40,0	36,0	30,0	29,9	29,8	29,7	29,4	28,8	27,7	27,0	26,6	25,8	24,8	24,0	22,5	20,0	19,0	16,5	13,0
DF700	50,0	45,0	41,0	40,5	40,0	39,5	39,2	37,5	37,1	36,8	35,0	34,5	34,0	32,5	31,5	27,0	24,0	21,5	16,3
DF1000	70,0	60,0	54,0	51,8	51,6	51,1	49,2	49,0	47,3	46,0	43,8	43,5	42,5	38,0	37,8	35,0	31,9	27,5	21,0
DF2000	115,0	105,0	94,0	92,0	91,8	91,0	87,0	85,0	82,8	81,2	79,1	75,0	73,8	69,0	66,0	60,0	56,3	48,0	37,5
DF2500	165,0	150,0	130,0	129,8	129,6	126,0	120,0	115,0	112,5	112,0	108,5	102,0	100,0	94,0	87,0	81,0	74,3	65,0	50,0
DF3000	185,0	170,0	156,0	153,0	152,0	150,0	148,2	140,0	135,0	132,0	126,0	123,0	120,0	114,0	108,0	95,0	84,0	76,0	57,8
DF4001	240,0	220,0	200,0	193,5	192,0	185,5	180,0	175,0	171,0	166,0	161,0	156,0	150,0	144,0	135,0	120,0	108,8	95,5	72,0

Fonte: Freedom (2008).

**Figura 30: Exemplo de especificações de ciclo de vida em relação ao DOD.**  
**Ciclo de Vida**



Fonte: Freedom (2008).

Exemplo de Equação para cálculo de correção de capacidade contido no manual da bateria Tudor (2017) (Equação 15):

$$C(25^{\circ}) = \frac{C(T^{\circ})}{1 + 0,006 \cdot (T' - 25)} \quad (15)$$

Onde:

- $C(25^\circ)$  é a capacidade a uma temperatura de 25;
- $C(T^\circ)$  é a capacidade a uma temperatura T;
- $C(T^\circ)$  é a capacidade a uma temperatura T;

### 3.5 DIMENSIONAMENTO DO CONTROLADOR DE CARGA

No momento de se especificar um controlador de carga, primeiro é importante saber o tipo de bateria a ser utilizada e o regime de operação do sistema. A seguir, determina-se a tensão e a corrente de operação. Para valores elevados de corrente de operação, o custo do controlador aumenta significativamente e a sua disponibilidade no mercado reduz-se. É importante selecionar um controlador com as mínimas características necessárias. Características desnecessárias adicionam complexidade ao sistema, aumentando o custo e diminuindo a confiabilidade (PINHO; GALDINO, 2014).

Por se tratar de um sistema que prima pela eficiência é interessante escolher um controlador de carga que tenha a função de MPPT. Também é de interesse a escolha de um controlador que tenha a função de monitoramento remoto como o equipamento da Figura 31, e que tenha interfaces e protocolos que consigam se comunicar com o sistema de transmissão de dados do sistema MIRH.

**Figura 31: Exemplo de especificações da interface de comunicação de um controlador de carga.**

ETHERNET	
INTERFACE	10Mbps Based-t RJ45 IEEE802.3™
AUTO MDI/MDI-X	Não Suportado
MAC	Sim
PROTOCOLOS SUPORTADOS	ARP - TCP - UDP - DNS - IP- ICMP - NTP - SNMP
NETWORK DISCOVERY	Over UDP
REDES ROTEADAS	Depende da configuração Gateway e DNS Server (Solicitação ARP)

**Fonte: Volt (2019).**

Os patamares de corrente e tensão de entrada do controlador de carga devem estar dentro dos fornecidos no manual do equipamento (Figura 32) e são definidos a partir da tensão  $V_{MÁX}$  e corrente  $I_{MÁX}$  do painel fotovoltaico, adotando um fator de segurança para garantir a operação dentro dos limites caso o painel receba uma irradiância superior aos  $1000W/m^2$  referidos ao STC. Também é necessário verificar se a  $V_{MPP}$  do arranjo fotovoltaico está dentro

dos limites inferiores e superiores do controlador, para que este consiga operar dentro das condições ideais.

Para os limites de tensão e corrente da saída das baterias, deve-se observar a tensão de carga das baterias e a corrente de pico de descarga do banco de baterias.

Para a saída das cargas, o controlador deverá suportar a corrente máxima e tensão do sistema.

**Figura 32: Exemplo de especificações de um controlador de carga.**

<b>CONTROLADOR SOLAR MPPT EVOLUTION</b>		
Entrada	Painel Solar em circuito aberto	Até 21Vdc (banco de baterias de 12Vdc)   Até 42Vdc (banco de baterias de 24Vdc)
Saída	Tensão	12   24Vdc (Mesma tensão da Bateria)
	Corrente máxima suportada <sup>(2)</sup>	20 A
	Conexão	Conectores borne
Bateria	Tensão	12Vdc   24Vdc
	Tensão de flutuação	13,8~14,2Vdc   27,6~28,4Vdc
	Tensão de religamento	12,6Vdc   25,2Vdc
	Tensão de corte	10,5Vdc   21,0Vdc
	Corrente de carga máxima <sup>(2)</sup>	20A
Outros	Dimensões	A x L x P: 71 x 212 x 87 mm
	Tempo de comutação	0ms
	Peso	800g
	Temperatura de operação	0 a 40°C
	Ventilação	Natural

**Fonte: Volt (2019).**

Após feita a instalação do controlador de carga, deverão ser definidas, na interface do controlador, algumas informações como: tensão de carga, tensão de flutuação, DOD máxima, etc., que podem ser obtidas no manual da bateria (Figura 33).

**Figura 33: Exemplo de especificações de uma bateria estacionária.**

Tensão de circuito aberto @ 25°C:	12,50 V a 12,90 V
Tensão de flutuação @ 25°C:	13,40 V a 13,80 V
Tensão de carga @ 25°C:	14,40 V a 14,80 V
Tensão de equalização @ 25°C:	15,20 V a 15,80 V
Tensão crítica @ 25°C:	>16 V
Temperatura de operação recomendada:	25°C ± 3°C
Compensação da temperatura:	- 0,03 V para cada 1°C acima de 25°C
	+0,03 V para cada 1°C abaixo de 25°C

**Fonte: TUDOR (2017).**

### 3.6 DIMENSIONAMENTO DO INVERSOR

De acordo com Pinho e Galdino (2014, p232), alguns dos parâmetros a serem especificados são: “tensão de entrada CC, a tensão de saída CA, faixa de variação de tensão aceitável, potência nominal, potência de surto, frequência, forma de onda (...)”.

Alguns pontos a serem considerados:

- tensão de entrada CC: será definida pela tensão do banco de baterias, normalmente 12V, 24V ou 48V;
- tensão de saída CA: será definida pela empresa a partir da tensão das cargas do sistema, normalmente 127V ou 220V, podendo ter uma, duas ou três fases;
- faixa de variação de tensão aceitável: dependerá de quão sensível as cargas serão em relação à variações de tensão;
- potência nominal: será feito um estudo da carga para verificar quais equipamentos irão operar ao mesmo tempo e verificar qual será a potência instantânea máxima nominal exigida do sistema;
- potência de Surto: algumas cargas do sistema podem exigir altas correntes por um pequeno período de tempo, como no caso da corrente de partida de motores. É necessário verificar se o inversor consegue suportar esses surtos de corrente;
- frequência: será definida a partir das cargas do sistema. No Brasil, majoritariamente, utiliza-se 60 Hz;



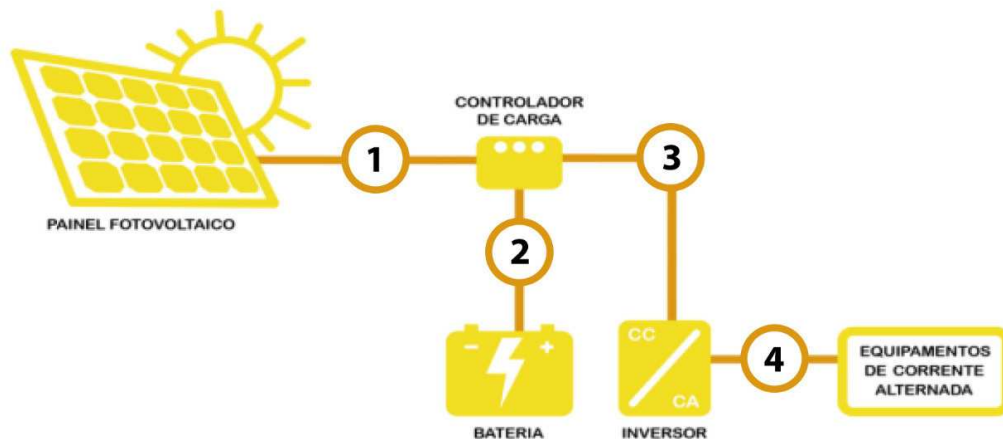
- forma de Onda: devido a presença de um motor, o ideal será que o inversor forneça uma tensão com forma de onda senoidal pura;
- ponto de Máxima Potência: é importante verificar se o MPP do controlador coincide com a faixa de operação em máxima potência dos inversores, caso contrário poderá ser utilizado outro inversor ou outro módulo.

Por se tratar de um sistema isolado, não se faz necessária a presença de sistemas anti ilhamento. Uma característica de interesse do inversor é que possua capacidade de monitoramento remoto.

### 3.7 DIMENSIONAMENTO DO CONDUTORES E PROTEÇÃO

O sistema estará disposto como na Figura 34:

**Figura 34: Diagrama do SFI.**



**Fonte: adaptado de Corona Solar (2017).**

#### 3.7.1 Condutores

Primeiramente, serão dimensionados os condutores. De acordo com a NBR 5410 (ABNT, 2004), os condutores deverão sofrer no máximo 4% de queda de tensão em cada trecho, não ultrapassando 5% no conjunto total, mas, se possível, tentará se utilizar valores ainda menores para otimizar a eficiência elétrica do sistema. Também deverão estar certificados de acordo com a norma ABNT NBR 16612:2017, que regulamenta os condutores para sistemas fotovoltaicos. É importante observar se a tensão do sistema não ultrapassa a tensão de isolamento dos condutores.

Os trechos calculados serão os trechos 1, 2, 3 e 4 (Figura 34). Pode-se calcular a bitola do condutor através da Equação 16 (PINHO; GALDINO, 2014).

$$S = \frac{\rho \cdot d \cdot I_C}{\Delta V} \quad (16)$$

Onde:

- $S$  = área da secção transversal ( $\text{mm}^2$ );
- $\rho$  = resistividade do material ( $\Omega \cdot \text{mm}^2/\text{m}$ );
- $d$  = comprimento do condutor (m);
- $I_C$  = corrente no condutor (A);
- $\Delta V$  = queda de tensão tolerável (V).

Para  $\rho$  pode se admitir o valor da resistividade do cobre  $0,01724 \Omega \cdot \text{mm}^2/\text{m}$  (PINHO; GALDINO, 2014).

Outro modo é fazer a escolha dos condutores a partir dos valores de capacidade de condução de corrente disponível na folha de dados dos condutores e também da sua resistividade por metro para fazer o cálculo da queda de tensão a partir da Lei de Ohm, pela Equação 17.

$$\Delta V = \rho \cdot d \cdot I_C \quad (17)$$

No trecho 1, será utilizada a corrente máxima do arranjo de módulos, no trecho 2, a corrente admitida pelo terminal do controlador de cargas relacionado às baterias no trecho 3, menor capacidade de corrente entre a saída do controlador de carga e a entrada CC do inversor, e, por ultimo, no trecho 4, a corrente máxima da carga, considerando todos os equipamentos em potência máxima concomitantemente.

### 3.7.2 Seccionadores e Proteção contra Sobrecorrente

De acordo com a NBR 5410 (ABNT, 2004), os componentes do sistema deverão conter dispositivos que possam seccionar o sistema, de forma a isolá-lo, para fins de manobra e manutenção. Para isso, podem ser utilizados seccionadores, disjuntores, termofusíveis, entre outros.

No trecho 1 da Figura 34, deve-se prever, pelo menos, uma chave seccionadora para a interrupção do circuito em caso de manobra. De acordo com a NBR 16990 (2019), sendo  $N_S$  o número de *strings*, caso a somatória de correntes fornecidas por  $N_S - 1$  *strings* seja superior a corrente suportada pelos módulos, se faz necessária a utilização de uma proteção contra sobrecorrente. Isto ocorre por que, caso haja uma falta em dos módulos, as outras *strings* podem fornecer, para esse módulo, uma corrente superior a suportada. O dimensionamento dessa proteção será feito a partir dos patamares de tensão de circuito aberto e corrente de curto-circuito do arranjo.

De acordo com Pinho e Galdino (2014), é costume adotar um fator de segurança em relação a corrente máxima em condição de maior irradiação. Caso seja feito o uso de mais de uma *string* de módulos, será adicionada, também, um dispositivo de proteção para cada *string*.

No trecho 2, a proteção deverá ser dimensionada de forma a atuar em um patamar de corrente acima da corrente máxima de operação da bateria acrescido o fator de segurança, para garantir a operação contínua do sistema, porém inferior a corrente máxima aceita nos terminais do regulador de carga para que seja feita a proteção dos condutores e do regulador. Para isso, serão utilizados uma chave seccionadora CC e um dispositivo de proteção contra sobrecorrente.

No trecho 3, deverá ser previsto uma seccionadora e um dispositivo de sobrecorrente que atendam as características de corrente e tensão, tanto da saída CC do controlador de carga, quanto da entrada CC do inversor.

No trecho 4 será previsto um disjuntor CA para a proteção dos condutores e equipamentos caso haja curto-circuito ou sobrecarga, além de servir como dispositivo de manobra. O disjuntor selecionado deverá operar dentro dos limites de tensão e corrente de carga, sendo que a corrente de atuação deverá ser superior à corrente máxima da carga, e inferior à corrente máxima dos condutores e da saída do inversor.

### 3.7.3 SPDA

O dimensionamento do sistema SPDA ficará a cargo da empresa, e, neste projeto, será apenas dimensionado um DPS para proteção dos módulos. De acordo com o guia de aplicação para proteção de sistemas fotovoltaicos (CLAMPER, 2015), o dispositivo para proteção dos módulos é o DPS de classe II para corrente contínua, e será instalado no ponto 1 da Figura 34.

### 3.8 CONSIDERAÇÕES PARA O PROJETO

O estudo necessário para a implementação SFI precisa ser minucioso, para que se possa dimensionar um sistema que, ao mesmo tempo em que seja confiável em relação à sua operação e seguro para seus operadores e equipamentos, também consiga minimizar o investimento necessário. Em caso de superdimensionamento do sistema, haverá gastos desnecessários na sua implementação; em caso de subdimensionamento, o sistema não conseguirá suprir sua carga continuamente, o que poderá acarretar em perda de confiabilidade das informações obtidas e multas contratuais.

Em entrevista com o Eng. Luiz (2019), foi levantada a possibilidade do SFI não ser viável como única fonte geradora, e sua resposta foi de que ainda assim haverá interesse da utilização da fonte fotovoltaica em conjunto com outra fonte de geração, devido à confiabilidade e caráter sustentável da energia solar. Inclusive, salientou-se, também, que a empresa pretende disponibilizar alguns de seus pontos para projetos de pesquisa e desenvolvimento de universidades, em relação a fontes renováveis de energia (informação verbal)<sup>2</sup>.

Também é interessante comentar que, mesmo que o sistema fotovoltaico não consiga suprir totalmente a carga do sistema, ele ainda tem o potencial de fornecer alguma carga ao banco de baterias. Assim, caso haja falha do outro sistema de geração, o sistema fotovoltaico conseguirá aumentar significativamente a autonomia do sistema, melhorando a confiabilidade e, também, fornecendo mais tempo para que haja resposta pela equipe de manutenção.

Com essas informações, pode-se assumir como viável a implantação do sistema fotovoltaico mesmo para cargas maiores. Poderá ser feito um estudo do potencial máximo que o SFI poderá gerar, em cada localidade, em relação à área disponível e/ou investimento necessário para implantação. Assim, os pontos que ultrapassarem o limite calculado poderão ter sua geração complementada a partir de outras tecnologias.

---

<sup>2</sup>Informação fornecida por Luiz Loureiro durante entrevista em junho de 2019.

## 4 DADOS E DIMENSIONAMENTO

### 4.1 DEMANDA DE ENERGIA

O sistema com o qual será trabalhado é composto por 3 analisadores diferentes, um sistema de transmissão de dados, equipamentos de segurança, um exaustor de ar e uma bomba de água, com informações de suas potências, tensões, correntes, tempo de operação e demanda diária disponíveis na Tabela 1.

**Tabela 1: Quadro de cargas**

<b>Equipamento</b>	<b>Potência (VA)</b>	<b>Tensão Nominal (VA)</b>	<b>Corrente Nominal (A)</b>	<b>Tempo (h/dia)</b>	<b>Demanda Diária (VAh/dia)</b>
Analisador 1 (Serviço)	70	220	0,32	1,6	112
Analisador 1 (Espera)	2	220	0,01	22,4	44,8
Analisador 2 (Serviço)	70	220	0,32	1,6	112
Analisador 2 (Espera)	2	220	0,01	22,4	44,8
Analisador 3 (Serviço)	70	220	0,32	1,6	112
Analisador 3 (Espera)	2	220	0,01	22,4	44,8
Transmissão de Dados e Equipamentos de Segurança	60	220	0,27	24	1440
Exaustor de Ar	30	220	0,14	9,6	288
Bomba de Água (Plena Carga)	266,67	220	1,21	1,6	426,67
Bomba de Água (15% de Carga)	53,33	220	0,24	22,4	1194,67
				<b>Total Diário (VAh/dia)</b>	<b>3819,73</b>

**Fonte: Autoria própria**

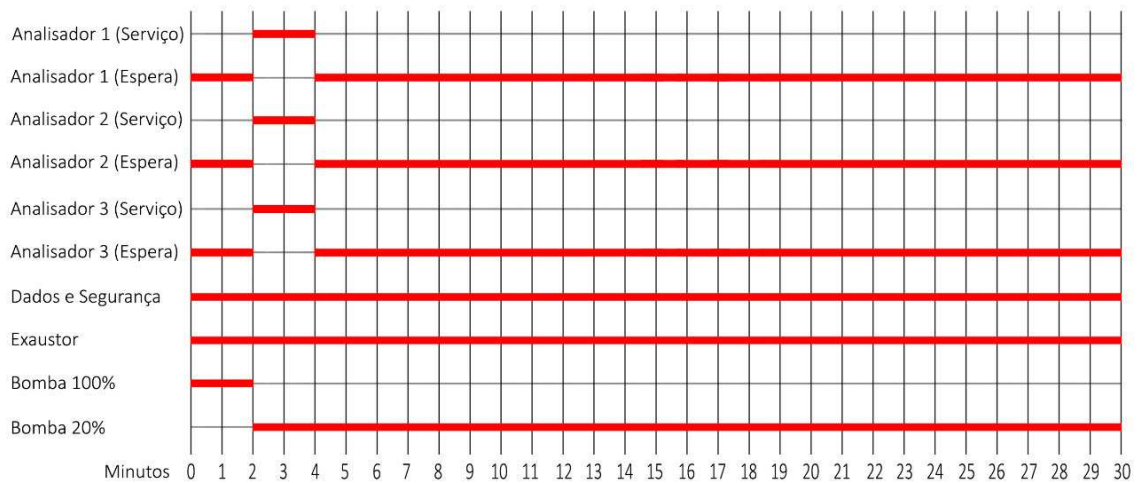
Os equipamentos funcionarão da seguinte forma:

- nos primeiros 2 minutos, a bomba entrará em potência máxima e bombeará água para o reservatório. Durante este período, os analisadores ficarão em estado de espera;

- nos próximos 2 minutos, a bomba de água ficará em 15% de carga ou menos para manter água circulando nas tubulações. Os analisadores passarão a fazer a análise. Esse processo dura cerca de dois minutos;
- então, durante os próximos 26 minutos, a bomba de água continuará a 15% de carga e os analisadores voltarão para o estado de espera. Após isso, o ciclo se reinicia.

Os equipamentos de transmissão de dados e segurança ficam ligados 24h/dia, e os exaustores entrarão em operação automaticamente quando a temperatura dentro do container exceder um limite estipulado. A cronologia das cargas no sistema pode ser visto na Figura 35:

**Figura 35: A cronologia das cargas no sistema.**



**Fonte: Autoria própria.**

Dessa forma, as demandas do sistema em cada intervalo de tempo serão conforme a Tabela 2, onde também foi considerada a entrada de todas as cargas concomitantemente no sistema para prever uma possibilidade de uma potência superior à esperada.

**Tabela 2: Cargas do sistema em cada intervalo de tempo**

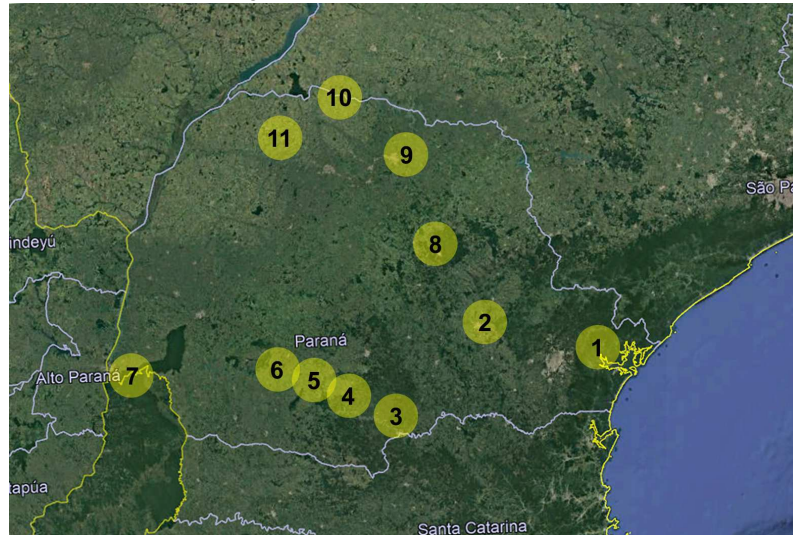
	0-2 min	2-4 min	4-30 min	Todos os Equipamentos
Potência (VA)	432,33	366,67	165,67	633,33
Corrente a 220V (A)	1,97	1,67	0,75	2,88
Corrente a 48V (A)	9,01	7,64	3,45	13,19

**Fonte: Autoria própria**

## 4.2 POTENCIAL DE GERAÇÃO FOTOVOLTAICA

Para a realização deste trabalho serão analisados 11 pontos diferentes ao longo de vários municípios do Paraná, todos distantes da rede elétrica, porém, a pedido da empresa Legado Ambiental, os nomes dos locais utilizados para a pesquisa e suas respectivas latitudes e longitudes não serão especificados no trabalho, apenas suas localizações aproximadas, demonstrados na Figura 36. Na Tabela 3 são mostrados, para todos os pontos, os seus valores de irradiação global horizontal, em kWh/m<sup>2</sup>.dia, para cada mês, especificando o mês com menor irradiação, o pior caso, em negrito.

**Figura 36: Localização aproximada dos pontos do sistema MIRH.**



Fonte: Autoria própria.

**Tabela 3: Valores de irradiação global horizontal (kWh/m<sup>2</sup>.dia)**

Ponto	Ang	jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez	Pior Caso
1	0°	4,83	4,76	4,16	3,50	2,92	2,54	<b>2,53</b>	3,30	3,13	3,57	4,48	4,96	2,53
2	0°	5,57	5,32	4,73	4,06	3,22	<b>2,85</b>	3,05	4,09	4,19	4,78	5,65	5,83	2,85
3	0°	5,54	5,18	4,66	3,66	2,91	<b>2,46</b>	2,68	3,75	3,88	4,55	5,59	5,80	2,46
4	0°	5,85	5,36	4,93	3,99	3,08	<b>2,65</b>	2,90	3,94	4,12	4,92	5,90	6,06	2,65
5	0°	6,13	5,59	5,20	4,24	3,29	<b>2,85</b>	3,01	4,10	4,27	5,19	6,09	6,35	2,85
6	0°	6,05	5,67	5,21	4,27	3,27	<b>2,87</b>	3,08	4,07	4,24	5,18	6,09	6,28	2,87
7	0°	6,47	5,93	5,35	4,22	3,27	<b>2,76</b>	3,03	3,96	4,25	5,28	6,15	6,61	2,76
8	0°	5,74	5,57	5,11	4,41	3,45	<b>3,01</b>	3,31	4,33	4,48	5,04	5,88	6,12	3,01
9	0°	5,92	5,75	5,26	4,65	3,69	<b>3,36</b>	3,58	4,55	4,70	5,29	5,97	6,33	3,36
10	0°	5,96	5,95	5,48	4,74	3,79	<b>3,47</b>	3,67	4,56	4,78	5,50	6,09	6,43	3,47
11	0°	5,99	5,93	5,40	4,62	3,68	<b>3,32</b>	3,52	4,45	4,72	5,45	6,18	6,41	3,32

Fonte: Autoria própria

Em seguida, foram realizados estudos para determinar o ângulo no qual se otimiza a

quantidade de irradiação global em cada ponto para o seu respectivo mês com a pior índice de irradiação. Para realizar este estudo, foi testado, no programa Radiasol, cada ângulo à procura deste ângulo ideal, tendo um exemplo realizado para o ponto 1 demonstrado na Tabela 4. Pode-se notar que a irradiação no pior caso continua a aumentar até a inclinação chegar a um ângulo de 36°, mantendo-se igual em 37°, e começando a reduzir em 38°. Dessa forma, pode-se adotar um ângulo ideal de 36° ou 37°.

**Tabela 4: Irradiação global do ponto 1 com diferentes inclinações (kWh/m<sup>2</sup>.dia)**

Ang	jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez	Pior Caso
0°	4,83	4,76	4,16	3,50	2,92	2,54	<b>2,53</b>	3,30	3,13	3,57	4,48	4,96	2,53
10°	4,85	4,82	4,27	3,65	3,10	2,73	<b>2,69</b>	3,47	3,21	3,63	4,51	4,98	2,69
20°	4,80	4,80	4,31	3,75	3,23	2,86	<b>2,80</b>	3,60	3,25	3,63	4,47	4,90	2,80
30°	4,65	4,69	4,28	3,78	3,31	2,95	<b>2,86</b>	3,66	3,23	3,58	4,36	4,74	2,86
35°	4,56	4,61	4,23	3,76	3,32	2,97	<b>2,87</b>	3,66	3,21	3,53	4,28	4,64	2,87
36°	4,53	4,59	4,22	3,76	3,32	2,97	<b>2,88</b>	3,66	3,20	3,53	4,26	4,62	2,88
37°	4,51	4,57	4,21	3,76	3,32	2,98	<b>2,88</b>	3,66	3,19	3,52	4,24	4,59	2,88
38°	4,49	4,55	4,20	3,75	3,32	2,98	<b>2,87</b>	3,66	3,19	3,50	4,22	4,57	2,87

**Fonte: Autoria própria**

Na Tabela 5 são disponibilizados os ângulos ótimos determinados para cada um dos pontos, obtidos a partir do processo explicado anteriormente. Desta tabela, é possível observar que o ponto que possui o mês com menor valor de irradiação é o ponto 1, com 2,88 kWh/m<sup>2</sup>.dia, e será o ponto utilizado para os cálculos do projeto 1, que terá potencial de suprir qualquer um dos pontos. Para o projeto 2 foi utilizado o ponto que, levando em consideração apenas os meses com o pior caso, possui a maior irradiação entre todos os pontos, que é o ponto 10, com o valor de 4,42 kWh/m<sup>2</sup>.



**Tabela 5: Valores de irradiação global otimizados para o pior caso (kWh/m<sup>2</sup>.dia)**

Ponto	Ang	jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez	Pior Caso
1	37°	4,51	4,57	4,21	3,76	3,32	2,98	<b>2,88</b>	3,66	3,19	3,52	4,24	4,59	2,88
2	45°	4,83	4,86	4,68	4,43	3,77	<b>3,50</b>	3,72	4,81	4,29	4,52	4,94	4,95	3,50
3	40°	5,00	4,90	4,72	3,97	3,35	<b>2,89</b>	3,15	4,36	4,03	4,43	5,10	5,15	2,89
4	43°	5,12	4,97	4,96	4,39	3,60	<b>3,20</b>	3,51	4,64	4,27	4,71	5,22	5,20	3,20
5	47°	5,13	5,03	5,14	4,99	3,92	<b>3,55</b>	3,69	4,86	4,38	4,85	5,18	5,18	3,55
6	44°	5,20	5,19	5,23	4,76	3,89	<b>3,57</b>	3,81	4,82	4,39	4,92	5,30	5,28	3,57
7	43°	5,51	5,44	5,40	4,69	3,89	<b>3,37</b>	3,72	4,64	4,41	5,04	5,39	5,52	3,37
8	43°	4,99	5,10	5,09	4,89	4,09	<b>3,72</b>	4,11	5,14	4,64	4,79	5,15	5,17	3,72
9	46°	4,95	5,11	5,14	5,13	4,41	<b>4,28</b>	4,51	5,43	4,81	4,90	5,05	5,11	4,28
10	46°	4,95	5,24	5,33	5,21	4,52	<b>4,42</b>	4,61	5,38	4,87	5,06	5,10	5,13	4,42
11	45°	5,02	5,28	5,30	5,09	4,38	<b>4,18</b>	4,38	5,25	4,84	5,06	5,22	5,19	4,18

Fonte: Autoria própria

#### 4.3 DIMENSIONAMENTO DOS MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

Na Tabela 6 são disponibilizados os dados utilizados para a realização dos cálculos dos projetos 1 e 2.

**Tabela 6: Dados utilizados para cada projeto**

	Projeto 1	Projeto 2
E (W/h)	3819,73	3819,73
G (W/h)	1000	1000
Htot (Wh/m <sup>2</sup> )	2880	4420
R	0,75	0,75
Fcarreg	1,1	1,1

Fonte: Autoria própria

Com estes dados e utilizando a Equação 4 se obtém qual a potência necessária a ser instalada, em W<sub>p</sub>, como realizado a seguir para os projetos 1 e 2, respectivamente.

$$P_{FV} = \frac{3819,73 \cdot 1000 \cdot 1,1}{2880 \cdot 0,75} = 1945,23 \text{ Wp}$$

$$P_{FV} = \frac{3819,73 \cdot 1000 \cdot 1,1}{4420 \cdot 0,75} = 1267,48 \text{ Wp}$$

Para a realização deste projeto, foi selecionado o módulo fotovoltaico BYD, modelo 335P6K-36 (Anexo A), com suas especificações disponíveis na Figura 37.

**Figura 37: Especificações do módulo fotovoltaico BYD 335P6K-36.**

<b>ESPECIFICAÇÕES ELÉTRICAS – BYD P6K-36-SÉRIE-5BB</b>	
Tipo de módulo	335P6K-36
Tensão de circuito aberto (Voc)	47,28V
Tensão máxima de funcionamento (Vmp)	37,35V
Corrente de curto-circuito (Isc)	9,39A
Corrente de potência de pico (Imp)	8,97A
Potência máxima em STC (Pmax)	335 Wp
Eficiência do módulo	17,2%
Temperatura de operação	-40°C ~ 85°C
Valor nominal da corrente máxima do fusível	15A
Tensão máxima do sistema	1500 VCC
Tolerância de saída de potência	0 ~ 5 W
Classe de aplicação	Classe A

**Fonte: Adaptado de BID (2018).**

A temperatura e degradação dos módulos reduzirão a potência gerada pelo sistema. A Legado Ambiental, durante um estudo para prever a temperatura no interior dos containers, verificou que a temperatura na superfície externa do container não excederia 60°C no inverno e 70°C no verão. Como a redução na potência dos módulos relacionada á temperatura é menos significativa que o aumento de geração que ocorre no verão, pode-se desconsiderar o cálculo neste periodo, sendo que o pior caso ocorrerá no inverno, que é 35°C acima da temperatura STC. Se esse dado for considerado como a temperatura máxima que o módulo irá operar, pode ser feita a correção da potência de pico do módulo a partir do coeficiente fornecido pelo fabricante de -0,39%/°C:

$$F_{temperatura} = 1 - (0,0039 * 35) = 86,35\%$$

A vida útil esperada do empreendimento é de 20 anos. Desta forma, é necessário que seja possível gerar a energia esperada até o fim deste período. A garantia do fabricante é que o módulo utilizado neste projeto apresente uma eficiência de, pelo menos, 85% ao passar de 20 anos (Anexo A).

Multiplicando a eficiência do módulo no final do período pelo fator de temperatura

fornecido pelo fabricante (Anexo A), chega-se a um fator de correção ( $F_{\text{correção}}$ ) de 73%.

Desta forma, para garantir que sistema continue confiável durante o tempo esperado, admite-se que os módulos terão potencial de geração de:

$$P_{\text{corrigido}} = 335 * 0,73 = 245,88Wp$$

Para fins de cálculo de potencial a ser instalado, pelo motivo citado anteriormente, utiliza-se esse valor, porém, para o cálculo das faixas de operação dos outros equipamentos, como inversores, proteção e outros, tendo em vista que o sistema poderá gerar a energia total no começo de seu período de operação, deverá ser utilizada sua potencia nominal, multiplicado por um fator de segurança de 1,1, como caso extremo, para garantir a operação em períodos com irradiação superior à do STC.

Com a potência corrigida, é possível realizar o cálculo do número de módulos necessários para cada projeto, utilizando a potência necessária a ser instalada utilizando a Equação 5.

$$N_{\text{projeto1}} = \frac{1945,23}{245,88} = 7,91$$

$$N_{\text{projeto2}} = \frac{1267,48}{245,88} = 5,15$$

Para o cálculo da potência instalada, admite-se a potência nominal do módulo de 335Wp, com isto, é obtido que serão necessários arranjos de 8 módulos (2680 Wp) e 6 módulos (2010 Wp), respectivamente, para cada um dos projetos. Pode-se garantir um potencial instalado de módulos no final da vida do empreendimento, ou seja, multiplicando esses valores pelo fator de correção  $F_{\text{correção}}$ , de 1956,40Wp e 1467,30Wp respectivamente.

Em conversa com os responsáveis da empresa, chegou-se a conclusão que, para motivos de padronização, poderiam ser feitos todos os projetos utilizando apenas a configuração de 8 módulos. Essa decisão também é conveniente visto que, os locais com maior potencial de geração normalmente também possuem temperaturas ambiente mais altas, o que reduz a eficiência dos módulos, baterias e outros equipamentos, além da necessidade de manter o exaustor ligado por um período maior de tempo. Dessa forma, tendo a mesma configuração em todos os locais, a perda de eficiência e aumento de consumo, em locais com alta temperatura, podem ser compensados pela maior geração do sistema. Além disso, nos pontos de maior irradiação, as baterias poderão operar com profundidades de descarga menores, aumentando a vida útil da bateria.

#### 4.4 DIMENSIONAMENTO DO BANCO DE BATERIAS

A Legado Ambiental decidiu que seria de interesse que a vida útil das baterias fosse de divisores inteiros de 20 anos. Assim, optou-se por uma vida útil de 5 anos, que equivalem a 1800 ciclos. A bateria escolhida foi a Moura da linha 12MC220 (Anexo B) que, com uma profundidade de descarga de 20% consegue oferecer uma possibilidade de 2000 ciclos. Também foi decidido que seria necessária uma autonomia de 2 dias. Para as descargas profundas será adotado uma DOD de 50%.

Para o cálculo da capacidade do banco levando em conta a profundidade de carga diária da bateria, pode-se levar em conta as características da bateria em um regime de descarga de 20h, visto que por parte do dia a carga estará sendo suprida diretamente pela energia gerada pelos módulos.

Para o cálculo da profundidade em descarga profunda, imaginando falha total da geração de energia por parte do painel, seria o equivalente a um regime de descarga de 48 horas, porém este dado não é disponibilizado no manual da bateria, então, ao utilizar as características em um regime de 20h, é possível ter uma aproximação extremamente conservadora em relação às características da bateria, visto que, comparando a capacidade da bateria fornecer a mesma quantidade de energia em um período de 48 horas, e de 20 horas, o regime de 20 horas acaba sendo muito mais agressivo que o de 48 horas.

Como os dados a serem utilizados serão os do regime de 20 horas, os dados utilizados serão os nominais. A tensão estabelecida será de 48V devido à alta potência do arranjo fotovoltaico. Com a potência de pico de 2680Wp, seria necessária uma corrente superior a 100A para carregar o banco de baterias operando a 24V. Outra opção seria a utilização de dois controladores de carga, mas, para manter a simplicidade do sistema, optou-se pela primeira opção.

Utilizando a Equação 10, calcula-se o consumo em Ah/dia:

$$C_{DIA} = \frac{3819,73}{48} = 79,58Ah/dia$$

Com a Equação 11 calcula-se a capacidade corrigida em relação a profundidade de descarga diária:

$$C_D = \frac{79,58}{0,2} = 397,89Ah$$

A partir da Equação 12 calcula-se a capacidade do banco necessária para suprir uma autonomia de 2 dias com 50% de profundidade de descarga

$$C_M = \frac{79,58 * 2}{0,5} = 318,31Ah$$

O pior caso ocorreu para a descarga diária, então, adota-se esse valor, multiplicado por um fator de segurança de 1,1 como na Equação 13.

$$C_{BANCO} = 318,31 * 1,1 = 350,14Ah$$

Assim, o banco de baterias deverá ter capacidade superior a 350,14Ah em 48V. Para isso serão utilizadas 8 baterias 12MC220, cada uma com capacidade de 220 Ah e tensão de 12 V, com dois conjuntos de 4 baterias em série cada, e os 2 conjuntos em paralelo, totalizando um banco de baterias com 440Ah a 48V.

Outro dado fornecido pela empresa foi que a temperatura no interior do container não será superior, em nenhuma ocasião, a 50°C. Caso essa temperatura seja atingida, o sistema sairá de operação e a equipe de manutenção será acionada, pois as amostras estarão comprometidas. Dessa forma, pode-se assegurar que as baterias irão operar a temperaturas inferiores a 50°C. Assumindo um caso extremo em que as baterias operassem a 50°C, de acordo com o manual, sua vida útil ainda assim seria maior que 90%, o que significa que continuará tendo uma vida útil superior a 1800 ciclos.

#### 4.5 DIMENSIONAMENTO DO CONTROLADOR DE CARGA E INVERSOR

Apesar da potência instantânea da carga ser pequena (inferior a 500VA), não foram encontrados no mercado inversores de baixa potência que pudessem operar com tensão de entrada de 48V e, durante a pesquisa, verificou-se que havia equipamentos que faziam a função de inversor e controlador de carga ao mesmo tempo e que o custo deste equipamento era inferior ao custo de adquirir o controlador de carga e o inversor. Juntando isso ao fato de que a utilização de apenas um equipamento simplifica o sistema, optou-se pela utilização do inversor híbrido, ou inversor carregador. O modelo escolhido foi o Kstar Spirit 3k Plus-48 VM (Anexo C), com tensão CA de 220V e frequência de 60Hz.

O dimensionamento deste equipamento ocorre da mesma forma que o dimensionamento de cada equipamento individualmente (inversor e controlador de carga).

Primeiramente, para o dimensionamento da entrada de energia CC, é necessária a escolha de uma configuração de arranjo fotovoltaico. A configuração de escolhida foi a de 4 subarranjos de dois módulos em série, sendo dois conectados em paralelo à primeira entrada MPPT do inversor controlador e dois conectados da mesma forma à segunda entrada MPPT, com suas características disponíveis na Tabela 7.

**Tabela 7: Características do arranjo e da entrada CC**

	Arranjo	Entrada CC
Voc (V)	94,56	150
Isc (A)	37,56	60
Vmpp (V)	74,7	60-115
P (W)	2680	3000

**Fonte: Autoria própria**

É importante verificar que, em caso de temperaturas abaixo do STC, as tensões de circuito aberto do módulo podem ser maiores do que as tensões STC, porém, existe uma boa diferença entre a tensão de entrada do equipamento, suportando uma tensão superior a 50% da tensão Voc do arranjo.

Para dimensionamento no lado do barramento das baterias, verifica-se a tensão do banco de baterias e a corrente. Este equipamento é projetado para bancos de bateria de 48V, e suporta correntes de até 75A. Com uma potência de pico de 2680W do arranjo, multiplicado por um fator de segurança de 10%, tem-se 2948W que, em uma tensão de 48V e desprezando perdas elétricas, forneceria uma corrente de 61,42A para as baterias. Com isso, a saída de carga do equipamento suporta a carga das baterias.

Por último, verifica-se as características da saída CA do inversor, que possui capacidade para 3000VA, que é suficiente para suprir a carga de 566,67VA a 220V e 60Hz.

A comunicação entre os equipamentos do sistema será feita por um microcontrolador que possuirá capacidade de instalação de módulos de comunicação como *bluetooth*, *ethernet* e *wifi*. O inversor escolhido possui capacidade de comunicação *ethernet* e *wifi*, sendo assim, é possível o monitoramento remoto.

#### 4.6 DIMENSIONAMENTO DOS CONDUTORES

Para o dimensionamento dos condutores que ligam os módulos ao inversor controlador foi utilizado um fator de 1,1 para prever casos em que a irradiância instantânea nos módulos

ultrapasse o valor de  $1000\text{W}/\text{m}^2$  e nos condutores que ligam o inversor controlado ao banco de baterias e às cargas foi utilizada a corrente máxima suportada pelo inversor controlador.

A Tabela 8 contém os resultados dos cálculos das seções dos condutores através do critério da capacidade de corrente, do critério da queda de tensão, e então o valor mínimo indicado na norma ABNT 5410 (2004).

**Tabela 8: Dimensionamento dos Condutores**

	<i>Strings</i>	Inversor Carregador - Bateria	Inversor Carregador - Carga
Tensão (V)	94,56	48,00	220,00
Corrente (A)	18,78	75,00	13,64
Comprimento (m)	10,00	2,00	4,00
Corrente Corrigida (A)	20,66	75,00	13,64
Critério de Capacidade de Corrente ( $\text{mm}^2$ )	1,50	16,00	1,50
Critério de Queda de Tensão ( $\text{mm}^2$ )	1,26	1,80	0,14
Norma ( $\text{mm}^2$ )	2,50	16,00	2,50
Corrente Suportável (A)	24,00	76,00	24,00

**Fonte: Autoria própria**

Isolando o  $\Delta V$  na Equação 16 e dividindo pela tensão, tem-se que a queda da tensão nos trechos das strings, inversor carregador - bateria, inversor carregador - carga são de 1,51%, 0,34% e 0,17%, respectivamente e, somados, chegam a 2,01%. Este valor é inferior a 4%, portanto, dentro da norma.

É extremamente importante que os condutores utilizados para o painel sejam do tipo solar ou com proteção para suportar as condições do ambiente, como os condutores Afumex Solar (Anexo D). Os outros condutores estarão protegidos dentro do container, desta forma, podem ser condutores convencionais, como os condutores Afumex Green (Anexo D).

#### 4.7 DIMENSIONAMENTO DA PROTEÇÃO ELÉTRICA

De acordo com a normal ABNT 16690 (2019), as *strings* dos subarranjos deste projeto não necessitam de proteção individual, pois, como temos apenas 2 *strings* por subarranjo, caso haja uma falta em um dos módulos, os outros módulos da mesma *string* não terão capacidade de fornecer corrente superior à suportada pelos módulos.

Para os subarranjos, foi definida uma seccionadora CC (Anexo E) para fins de manobra e manutenção, e um fusível fotovoltáico para proteção de sobrecorrente. Além disso, cada subarranjo estará protegido por um DPS (Anexo F), que estará ligado nos condutores positivo e negativo dos subarranjos, além de estar conectado ao barramento de equipotencialização.

Apesar da saída do controlador de carga suportar até 75A, as baterias, durante um período com irradiância superior a  $1000\text{W/m}^2$ , também adotando o fator de 1,1, não precisarão suportar condições superiores a 63A. Dessa forma, foram projetados fusíveis para proteção de sobrecorrentes de 63A, além de uma seccionadora CC (Anexo E) para fins de manobra.

Por último, para proteção dos condutores conectados à carga, foi escolhido um disjuntor monopolar de 220V/20A CA (Anexo E).

Algumas proteções foram definidas com valores levemente inferiores às correntes corrigidas dos seus respectivos trechos, porém, essa corrente corrigida é para casos extremos e raros. Como a diferença era pequena, foram escolhidos esses valores para evitar a utilização de equipamentos com valores muito superiores.

É bom salientar que a escolha de fusíveis direcionados para fins fotovoltaicos nos trechos dos módulos é importante, pois, como já citado anteriormente, módulos fotovoltaicos possuem correntes de curto circuito muito baixas, dessa forma, estes fusíveis foram projetados para atuar com curvas diferentes dos fusíveis de corrente contínua comuns.

Os equipamentos selecionados e suas características podem ser observados no Quadro 2 a seguir.



**Quadro 2: Quadro de dimensionamento da proteção**

<b>Trecho</b>	<b>Tipo</b>	<b>Corrente Corrigida (A)</b>	<b>Tensão (V)</b>	<b>Equipamento</b>	<b>Especificações</b>
Módulos - Inversor Controlador	Sobrecorrente	20,66	94,56	Fusível FV 20A	20A
	Seccionamento			Seccionadoras Schneider C60NA-DC	32A 800V <sub>cc</sub>
Inversor Controlador - Bateria	Sobrecorrente	63	48	Fusível CC 63A	63A
	Seccionamento			Seccionadoras Schneider A9N61539	63A 500V <sub>cc</sub>
Inversor Controlador - Carga	Sobrecorrente	13,64	220	Disjuntores Scheneider A9F74120	20A 200Vac
	Seccionamento				

**Fonte: Autoria própria**

#### 4.8 DIAGRAMAS

A partir dos equipamentos definidos no dimensionamento foi feito um diagrama elétrico do sistema (Apêndice A) que pode ser usado para ter uma visualização melhor do sistema e verificar como deverá ser feita a instalação dos equipamentos, condutores, proteções, etc.

No Apêndice B pode-se verificar o posicionamento do painel em relação ao container. Foram utilizadas as dimensões disponíveis no datasheet dos módulos, com um espaçamento de 10mm entre cada módulo para evitar problemas com dilatações térmicas. Primeiramente foram comparadas as dimensões do painel em relação ao tamanho do container. Então, foi feita a vista superior dos containers considerando a menor inclinação prevista, de 37°, e, por último, a vista superior considerando a maior inclinação prevista, de 47°.

Em todos os casos verifica-se que a área ocupada pelos módulos cobre todo o container, mas não ultrapassa significativamente. A instalação dos módulos poderá ser feita sobre uma estrutura metálica que ultrapassa os limites laterais do container. É interessante notar que, como os módulos ocuparão uma área maior que a do container, eles servirão, também, para sombrear a unidade, reduzindo assim a temperatura interna.

## 5 CONCLUSÃO

A necessidade de uma forma geração de energia limpa e confiável tornou o sistema de geração de energia fotovoltaica uma das únicas opções para suprimento elétrico das unidades do sistema MIRH, localizadas em regiões sem acesso à rede elétrica.

No decorrer do processo, foram encontradas algumas dificuldades, como a obtenção de alguns dados de equipamentos que não estavam presentes nas folhas de dados, como, por exemplo, a potência dos analisadores em estado de espera, sendo necessária consulta diretamente com o fabricante do equipamento. Outro problema encontrado foi a baixa disponibilidade de diferentes equipamentos no mercado brasileiro.

A exigência de se ter um sistema extremamente confiável, juntamente com o alto valor dos dados e equipamentos envolvidos no projeto, fez com que fosse necessária uma análise minuciosa, adotando-se vários fatores de correção que ajudaram a transformar este SFI em um sistema ainda mais confiável, tanto na estabilidade da energia entregue, quanto na proteção dos equipamentos.

Em alguns pontos do projeto, foram tomadas decisões bastante conservadoras, que podem levar ao aumento do custo do sistema, porém, este é um preço baixo a se pagar, levando-se em conta a pequena parcela de participação financeira que o SFI terá dentro do investimento total a ser feito pela empresa e os benefícios de se ter um sistema confiável.

Ao longo do projeto, as decisões foram, sempre, discutidas com os responsáveis técnicos e financeiros, para que fosse feita a adequação do projeto às expectativas e necessidades da empresa. É interessante notar que, tanto em conversa com economistas e gestores, quanto em conversas com engenheiros, as decisões tomadas foram, na grande maioria das vezes, pelas opções mais seguras.

A partir dos dados das cargas fornecidos pela empresa, calculou-se uma demanda diária de 3819,73VA/h. Após isso, utilizando as localizações fornecidas, foi possível otimizar inclinação do painel. Buscou-se obter os valores mínimo e máximo de irradiação para o mês de pior caso, para verificar quais seriam as diferenças entre os sistemas dimensionados para ambos os casos. Obteve-se uma irradiação global no plano inclinado de 2,88kWh/m<sup>2</sup> no ponto 1 e 4,42kWh/m<sup>2</sup> no ponto 10 como demonstraos na Tabela 5 e na Figura 36.

Com os valores de irradiação otimizados e a demanda do sistema, calculou-se o potencial fotovoltaico necessário para cada ponto. Além disso, foi escolhido o módulo BYD 335P6K-36 e foram feitos os cálculos para a correção da potência dos módulos devido à

temperatura e à degradação. A partir desses valores, chegou-se a dois sistemas: o pior caso, necessitando de 8 módulos; o melhor caso, necessitando de 6 módulos. Os dados foram apresentados aos responsáveis da empresa, que optaram por um projeto único, utilizando 8 módulos.

Também foi calculada a capacidade necessária do banco de baterias, chegando-se a um valor de 437,68Ah, com uma tensão de 48V. Com isso, foi escolhido um banco de baterias composto por 8 baterias de 220Ah/12V (Moura 12MC220), utilizando dois conjuntos em paralelo, compostos por 4 baterias em série, com uma capacidade de 440Ah/48V.

Devido a custos semelhantes, porém com uma maior simplicidade do sistema, optou-se por um inversor/controlador de carga Kstar Spirit 3k Plus-48 VM, de potência de 3000W, suficiente para receber a energia gerada pelo painel nas condições mais extremas. A partir dos dados da entrada CC do controlador, foi definido um arranjo dos módulos compostos por 4 subarranjos formados, cada um, por dois módulos em série. Metade dos subarranjos foram conectados à entrada MPPT 1 do contrador, enquanto a outra metade, conectada à entrada MPPT 2.

Por último, foram dimensionados os devidos condutores e proteções do sistema.

Tendo em vista que o sistema dimensionado resultou em um sistema compacto, simples e com poucos componentes, além de utilizar apenas equipamentos disponíveis no mercado brasileiro, pode-se constatar que a utilização de um sistema puramente fotovoltaico é totalmente viável tecnicamente no estado do Paraná.

Um "efeito colateral", resultante do SFI na unidade MIRH, foi o sombreamento causado no container por parte do painel, que ajudará a reduzir a temperatura interna do container.

Pode-se até expandir um pouco os horizontes e pensar-se em um possível futuro da aplicação deste sistema em outros estados do país. Levando-se em conta as características do potencial solar do Brasil, existe uma grande possibilidade de que o SFI seja viável para suprir unidades parecidas em todo o território nacional.

O futuro da energia solar é cada vez mais promissor. A criação de novas tecnologias mais eficientes e novas soluções vem tornando o sistema cada vez mais compacto, barato, confiável e flexível. Esta inovação constante impacta na viabilidade técnica e econômica de novos projetos, fazendo com que, cada vez mais, projetos de sistemas fotovoltaicos tornem-se viáveis.

Para trabalhos futuros, propõe-se: análise dos valores de geração obtidos pelos SFI,

instalados nas unidades MIRH, após a efetivação dos projetos, com fim de verificar a eficiência do SFI e comparar os resultados previstos com os obtidos; projetos de eficiência energética visando a redução da potência a ser instalada para o SFI, reduzindo, assim, o número de módulos, baterias, e potência do inversor e controlador de carga do sistema; estudos de campo relacionados à eficiência de diferentes equipamentos e tecnologias envolvendo sistemas fotovoltaicos, instalando os equipamentos nos locais e analisando os resultados.

A Legado Ambiental informou que, após a implantação do sistema, estará aberta para novos projetos de pesquisa, relacionados tanto ao escopo deste trabalho, quanto a diferentes áreas como, energia hidroelétrica, eólica e outras formas de energia renováveis, áreas relacionadas ao meio ambiente e qualidade de água, dentre outros.

## REFERÊNCIAS

- AGÊNCIA NACIONAL DAS ÁGUAS. **Panorama das águas: qualidade da água**. Distrito Federal, 5 jun. 2019. Disponível em: <https://www.ana.gov.br/monitoramento/panorama-das-aguas/qualidade-da-agua>. Acesso em: 19 out. A1:A32
- AMALU, Emeka H. *et al.* A review of photovoltaic module technologies for increased performance in tropical climate. **Renewable and sustainable energy reviews**, [S. l.], v. 75, p. 1225-1238, 2017. DOI <https://doi.org/10.1016/j.rser.2016.11.109>. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032116308152?via%3Dihub>. Acesso em: 13 maio 2019.
- ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **ABNT NBR 10899**: energia solar fotovoltaica - terminologia. Rio de Janeiro: ABNT, 2013.
- ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **ABNT NBR 16690**: instalações elétricas de arranjos fotovoltaicos - Requisitos de projeto. Rio de Janeiro: ABNT, 2019.
- ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **ABNT NBR 5410**: instalações elétricas de baixa tensão. Rio de Janeiro: ABNT, 2004.
- BELANY, Pavol *et al.* Off-grid model of photovoltaic system with real time monitoring function. *In*: 2018 IEEE INTERNATIONAL ENERGY CONFERENCE (ENERGYCON), 2018, Limassol. **Conference** [...]. Limassol: IEEE, 2018. DOI [10.1109/ENERGYCON.2018.8398804](https://doi.org/10.1109/ENERGYCON.2018.8398804). Disponível em: <https://ieeexplore.ieee.org/document/8398804>. Acesso em: 14 out. 2018.
- BERGVELD, H.J.; KRUIJT, W.S.; NOTTEN, P.H.L. **Battery management systems: design by modelling** (Philips research book series). Holanda: Springer, 2001. v. 1. ISBN 90-74445-51-9.
- BOSO, Ana Cláudia Marassá Roza; GABRIEL, Camila Pires Cremasco; FILHO, Luís Roberto Almeida Gabriel. Análise de custos dos sistemas fotovoltaicos on-grid e off-grid no Brasil. **Revista Científica ANAP Brasil**, [S. l.], v. 8, n. 12, p. 57-66, 2015. DOI <http://dx.doi.org/10.17271/1984324081220151138>. Disponível em: [http://www.amigosdanatureza.org.br/publicacoes/index.php/anap\\_brasil/article/view/1138](http://www.amigosdanatureza.org.br/publicacoes/index.php/anap_brasil/article/view/1138). Acesso em: 12 mar. 2019.
- BÜHLER, Alexandre José; SANTOS, Fernando Hoefling dos; GABE, Ivan Jorge. Uma revisão sobre as tecnologias fotovoltaicas atuais. *In*: VII CONGRESSO BRASILEIRO DE ENERGIA SOLAR, 2018, Gramado. **Anais** [...]. [S. l.: s. n.], 2018. Disponível em: <https://anaiscbens.emnuvens.com.br/cbens/article/view/267>. Acesso em: 26 maio 2019.
- BYD. **Folha de dados - BYD-P6K-36-SÉRIE-5BB-V1.0**. Brasil: [s. n.], 2018.

CARANNANTE, Giuseppe *et al.* Experimental performance of mppt algorithm for photovoltaic sources subject to inhomogeneous insolation. **IEEE Transactions on Industrial Electronics**, Liverpool, v. 56, n. 11, p. 4374-4380, nov 2009. DOI 10.1109/TIE.2009.2019570. Disponível em: <https://ieeexplore.ieee.org/document/4813267/metrics#metrics>. Acesso em: 15 out. 2018.

CASTRO, Rui M. G. **Energias renováveis e produção descentralizada: introdução à energia fotovoltaica**. Lisboa: Universidade Técnica de Lisboa, 2002.

CHAGAS, Marcos Wilson Pereira. **Novas tecnologias para avaliação de baterias**. Orientador: Dr. Patrício Impinnisi. 2007. 86 p. Dissertação (Mestre no Curso de Mestrado Profissionalizante em Desenvolvimento de Tecnologia) - IEP/LACTEC, Curitiba, 2007. Disponível em: <http://sistemas.institutoslactec.org.br/mestrado/dissertacoes/arquivos/MarcosWilson.pdf>. Acesso em: 30 mar. 2019.

CLAMPER (Lagoa Santa). **Guia de aplicação para sistemas fotovoltaicos: dispositivos de proteção contra surtos elétricos**. Minas Gerais: [s. n.], 2015.

CLAMPER. **Folha de dados - CLAMBER Solar**. Brasil: [s. n.], 2019.

CORONA SOLAR. **Fotovoltaica: Funcionamento**. [Jacareí], 2017. Disponível em: <http://www.coronasolar.com.br/>. Acesso em: 21 jun. 2019.

CRESESB (Ilha do Fundão). **Energia Solar: Princípios e Aplicações**. Rio de Janeiro: [s. n.], 2006. Disponível em: [http://www.cresesb.cepel.br/download/tutorial/tutorial\\_solar\\_2006.pdf](http://www.cresesb.cepel.br/download/tutorial/tutorial_solar_2006.pdf). Acesso em: 26 mar. 2019.

FRAUNHOFER INSTITUTE FOR SOLAR ENERGY SYSTEMS (Freiburg). **Photovoltaics report**. Freiburg: [s. n.], 2019. Disponível em: <https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/Photovoltaics-Report.pdf>. Acesso em: 26 maio 2019.

FREEDOM (Sorocaba). **Manual técnico bateria estacionária**. Sorocaba: [s. n.], 2008.

GCL (Brasil). **Folha de dados - GCL-P6/72-2016-V2.0**. Brasil: [s. n.], 2016.

IMHOFF, Johninon. **Desenvolvimento de conversores estáticos para sistemas fotovoltaicos autônomos**. Orientador: Hélio Leães Hey. 2007. 147 f. Dissertação (Mestre em Engenharia Elétrica) - Universidade Federal de Santa Maria, Santa Maria, 2007. Disponível em: <http://repositorio.ufsm.br/handle/1/8608>. Acesso em: 20 maio 2019.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. **2018 Snapshot of global photovoltaic markets**. [S. l.]: IA PVPS, 2018. ISBN 978-3-906042-72-5. Disponível em: <http://www.iea->

pvps.org/fileadmin/dam/public/report/statistics/IEA-PVPS\_-\_A\_Snapshot\_of\_Global\_PV\_-\_1992-2017.pdf. Acesso em: 13 ago. 2018.

KESHAN, Hardik; THORNBURG, Jesse; USTUN, Taha Selim. Comparison of lead-acid and lithium ion batteries for stationary storage in off-grid energy systems. *In: 4TH IET CLEAN ENERGY AND TECHNOLOGY CONFERENCE (CEAT 2016)*, 2016, Kuala Lumpur.

**Conference** [...]. [S. l.]: IET, 2016. DOI 10.1049/cp.2016.1287. Disponível em: <https://ieeexplore.ieee.org/document/8278591>. Acesso em: 4 mar. 2019.

KSTAR. **Folha de dados - Kstar Spirit 3k Plus - 48 VM**. [s.n.], 2019.

LYP Battery Life Cycle based on Depth of Discharge (DOD). *In: ARCUS*, Christopher.

**Battery lifetime**: how long can electric vehicle batteries last?. [S. l.: s. n.], 2016. Disponível em: <https://cleantechnica.com/2016/05/31/battery-lifetime-long-can-electric-vehicle-batteries-last/>. Acesso em: 6 abr. 2019.

MOURA. **Catálogo Técnico - Moura Clean**. Brasil: [s. n.], 2019.

PATEL, Mukund R. **Wind and solar power systems**. Boca Raton, Florida: CRC Press, 2006.

PINHO, João Tavares *et al.* **Manual de engenharia para sistemas fotovoltaicos**. Rio de Janeiro: [s. n.], 2014. 530 p. Disponível em:

[http://www.cresesb.cepel.br/publicacoes/download/Manual\\_de\\_Engenharia\\_FV\\_2014.pdf](http://www.cresesb.cepel.br/publicacoes/download/Manual_de_Engenharia_FV_2014.pdf). Acesso em: 8 set. 2018.

SANEPAR. **Laboratórios**. Curitiba. Disponível em: <http://site.sanepar.com.br/a-sanepar/laboratorios>. Acesso em: 22 out. 2018.

SCHNEIDER. **Folha de dados - Disjuntor C60H-DC 2P CURVA C 63A 500VDC**. Brasil: [s. n.], 2019a.

SCHNEIDER. **Folha de dados - Disjuntor ACTI9 IC60N 1P CURVA C 20A 230V**. Brasil: [s. n.], 2019b.

SCHNEIDER. **Folha de dados - Interruptor-Seccionador C60NA-DC 2P 25A 800VCC Aplicação Fotovoltaica**. Brasil: [s. n.], 2019c.

TIEPOLO, G. M.; PEREIRA, E. B.; URBANETZ JR, J.; PEREIRA, S. V.; GONCALVES, A. R.; LIMA, F. J. L.; COSTA, R. S., ALVES, A. R. "Atlas de Energia Solar do Estado do Paraná". 1a Edição. Curitiba: UTFPR, 2017

TUDOR (Brasil). **Manual Técnico Bateria Estacionária**. Brasil: [s. n.], 2017.

URBANETZ JUNIOR, Jair. **Energia Fotovoltaica: Dimensionamento de Sistemas Fotovoltaicos**. 6. ed. Curitiba: [s. n.], 2016.

URBANETZ JUNIOR, Jair. **Sistemas fotovoltaicos conectados a redes de distribuição urbanas: sua influência na qualidade da energia elétrica e análise dos parâmetros que possam afetar a conectividade**. Orientador: Ricardo Rüther. 2010. 189 p. Tese (Doutorado em Engenharia Civil) - Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, SC, 2010. Disponível em: <https://repositorio.ufsc.br/xmlui/handle/123456789/94284>. Acesso em: 22 abr. 2019.

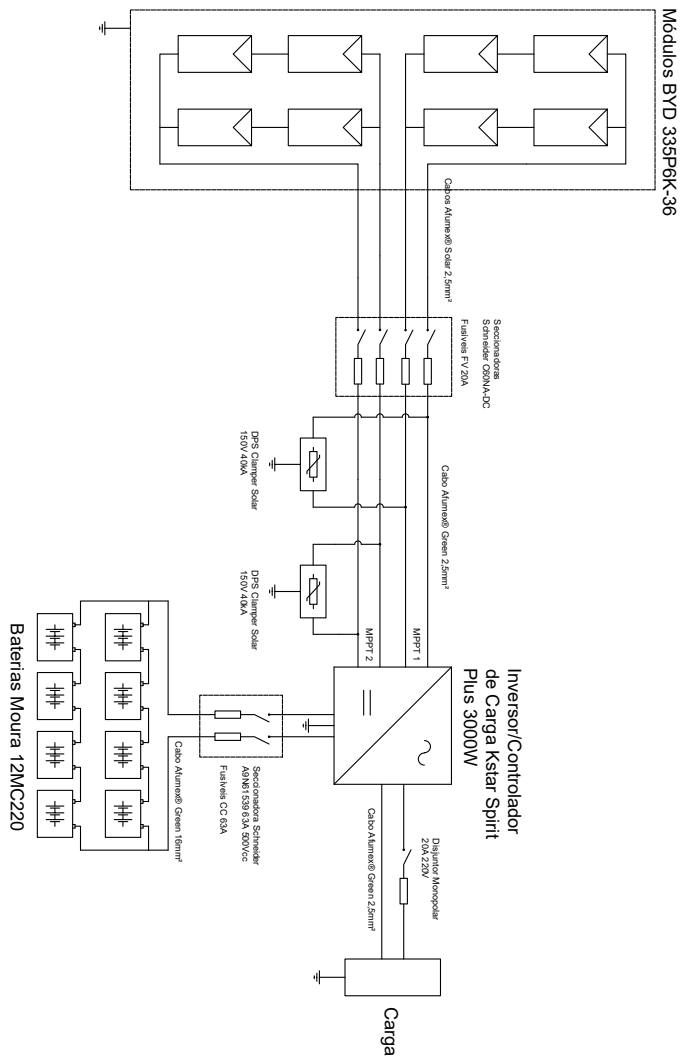
VILLALVA, Marcelo Gradella; GAZOLI, Jonas Rafael. **Energia Solar Fotovoltaica: Conceitos e aplicações**. 1. ed. São Paulo: Érica, 2012. ISBN 978-85-365-0978-5.

VOLT (Brasil). **Manual de instruções: controlador solar mppt Evolution**. Brasil: [s. n.], 2019. Disponível em: [http://www.volt.ind.br/manuais/ctrl\\_mppt\\_solar\\_ev.pdf](http://www.volt.ind.br/manuais/ctrl_mppt_solar_ev.pdf). Acesso em: 20 jun. 2019.



APÊNDICE A – DIAGRAMA ELÉTRICO

Figura 38: Diagrama Elétrico  
 PRODUZIDO POR UMA VERSÃO DO AUTODESK PARA ESTUDANTES



PRODUZIDO POR UMA VERSÃO DO AUTODESK PARA ESTUDANTES

PRODUZIDO POR UMA VERSÃO DO AUTODESK PARA ESTUDANTES

PRODUZIDO POR UMA VERSÃO DO AUTODESK PARA ESTUDANTES

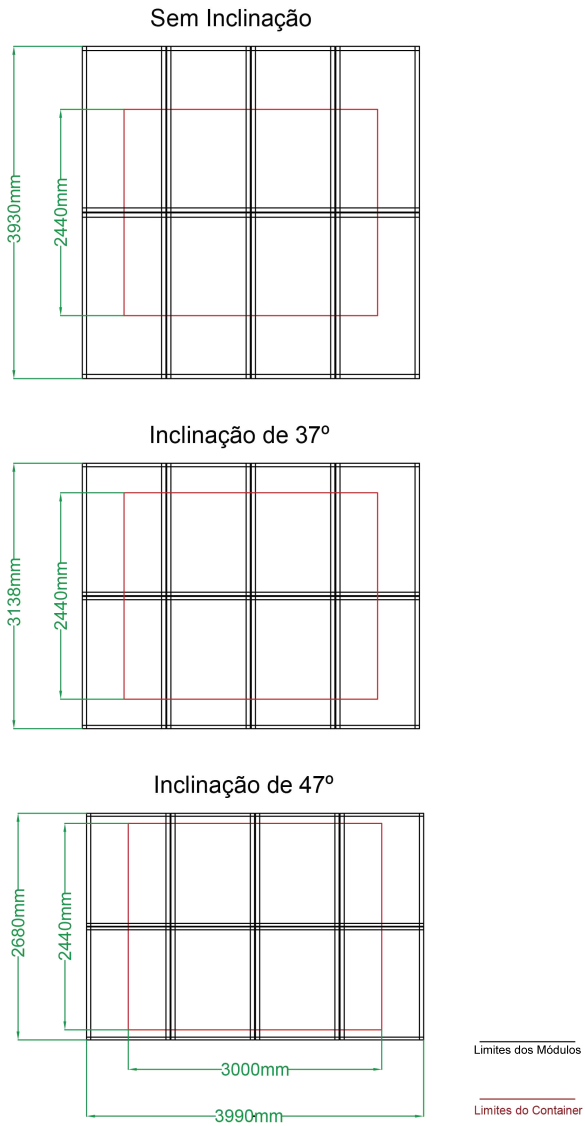
Fonte: Autoria própria

**APÊNDICE B – POSICIONAMENTO DOS MÓDULOS SOBRE O CONTAINER**

**Figura 39: Relação de tamanho entre os módulos e o container**  
 PRODUZIDO POR UMA VERSAO DO AUTODESK PARA ESTUDANTES

PRODUZIDO POR UMA VERSAO DO AUTODESK PARA ESTUDANTES

PRODUZIDO POR UMA VERSAO DO AUTODESK PARA ESTUDANTES

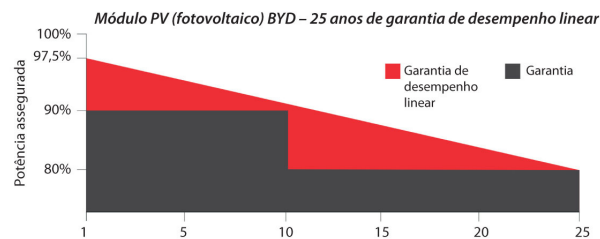
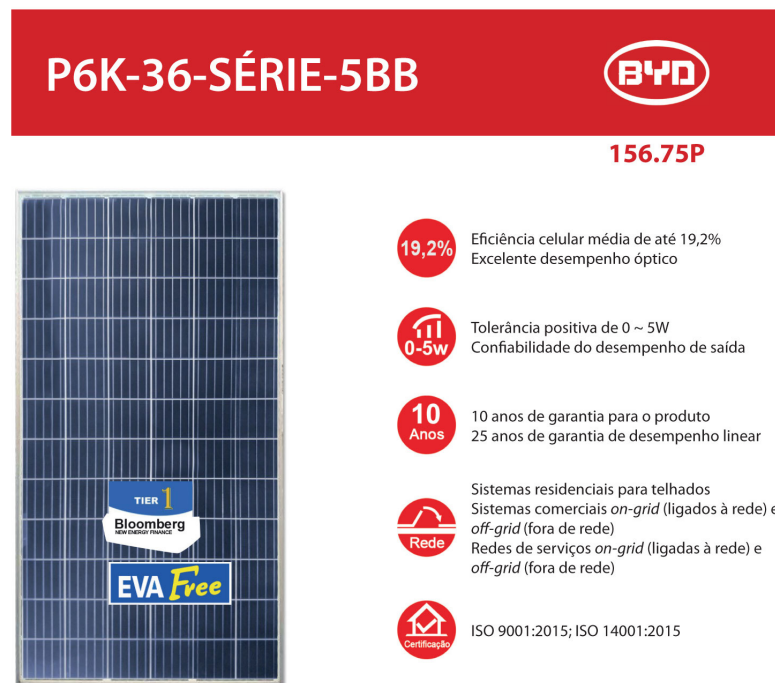


PRODUZIDO POR UMA VERSAO DO AUTODESK PARA ESTUDANTES

**Fonte: Autoria própria**

## ANEXO A – DATASHEET DOS MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

Figura 40: *Datasheet* do Módulo Fotovoltaico



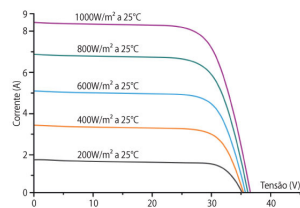
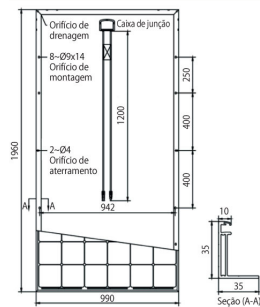
### Sobre a BYD

Gigante global especializada em energia limpa, a BYD foi fundada em 1995 e rapidamente se tornou a maior fabricante mundial de baterias recarregáveis, sistemas de armazenamento de energia, ônibus e caminhões 100% elétricos. Desde 2015, a BYD também vem surpreendendo o mundo como a maior fabricante de automóveis elétricos e híbridos *plug-in* do mundo (2015, 2016 e 2017). Presente em cinco continentes, mais de 50 países e em cerca de 200 cidades, têm entre seus sócios o americano *Warren Buffet*. No Brasil, a BYD abriu sua primeira fábrica em 2015 para produção de ônibus elétricos e comercialização de veículos e empilhadeiras em Campinas, interior de São Paulo. Em abril de 2017, neste mesmo local, inaugurou sua planta de produção de módulos fotovoltaicos.

# P6K-36-SÉRIE-5BB

310 – 340W

156.75P



## FICHA TÉCNICA

Célula	Policristalinas 156,75 x 156,75 mm (6,17 polegadas)
Número de células	72 (6 x 12) unidades
Dimensão do módulo	1960 x 990 x 35 mm (77,24 x 39,0 x 1,38 polegadas)
Peso	22,1 kg (48,62 Lb)
Vidro frontal	Vidro temperado de 3,2 mm com revestimento de AR
Estrutura	Liga de alumínio anodizado
Caixa de junção	IP67
Conector	IP67
Diodos bypass	3 unidades
Tipo de conector	Compatível com MC4
Área de seção do cabo	4 mm <sup>2</sup> (0,0062 Sq in)
Comprimento do cabo	2 x 1200 mm (2 x 47,2 polegadas)

## COEFICIENTES DE TEMPERATURA

Condições nominais de temperatura de funcionamento da célula (NOCT)	45°C±2°C
Coefficiente de temperatura da corrente de curto-circuito	0,07%/°C
Coefficiente de temperatura da tensão de circuito aberto	-0,31%/°C
Coefficiente de temperatura de potência de pico	-0,39%/°C

## INFORMAÇÕES SOBRE A EMBALAGEM

Embalagem	40' HC
Unidades / palete	26
Palete / contêiner	22
Unidades / contêiner	660

## ESPECIFICAÇÕES ELÉTRICAS – BYD P6K-36-SÉRIE-5BB

Tipo de módulo	310P6K-36	315P6K-36	320P6K-36	325P6K-36	330P6K-36	335P6K-36	340P6K-36
Tensão de circuito aberto (Voc)	45,79V	46,09V	46,39V	46,69V	46,98V	47,28V	47,58V
Tensão máxima de funcionamento (Vmp)	36,38V	36,58V	36,78V	36,98V	37,16V	37,35V	37,53V
Corrente de curto-circuito (Isc)	8,99A	9,07A	9,15A	9,23A	9,31A	9,39A	9,47A
Corrente de potência de pico (Imp)	8,52A	8,61A	8,70A	8,79A	8,88A	8,97A	9,06A
Potência máxima em STC (Pmax)	310 Wp	315 Wp	320 Wp	325 Wp	330 Wp	335 Wp	340 Wp
Eficiência do módulo	15,9%	16,2%	16,4%	16,7%	17,0%	17,2%	17,5%
Temperatura de operação	-40°C ~ 85°C						
Valor nominal da corrente máxima do fusível	15A						
Tensão máxima do sistema	1500 VCC						
Tolerância de saída de potência	0 ~ 5 W						
Classe de aplicação	Classe A						

Valores em condições de teste normalizadas STC: IRRADIÂNCIA de 1000W/m<sup>2</sup>; temperatura do módulo de 25°C, AM (massa de ar) = 1,5. Redução média de eficiência de 4,5% a 200 W/m<sup>2</sup>.



BYD ENERGY DO BRASIL

Versão 1.0.2018

Fonte: BYD (2018)

ANEXO B – DATASHEET DAS BATERIAS

Figura 41: Datasheet da Bateria MOURA 12MC220

SEGURANÇA E CONFIABILIDADE  
 PARA O SEU SISTEMA

MODELOS DE BATERIAS

Modelo	12MF36 12MC36	12MF45 12MC45	12MF55 12MC55	12MF63 12MC63	12MF80 12MC80	12MF100 12MC100	12MF105 12MC105	12MF150 12MC150	12MF175 12MC175	12MF220 12MC220
<b>Tensão Nominal (V)</b>	12					12		12	12	12
<b>Capacidade a 25°C (Ah)</b>	10 h- 1,75V/Elem.	32	41	50	57	72	90	94	135	195
	20 h- 1,75V/Elem.	36	45	55	63	80	100	105	150	220
	100 h- 1,75V/Elem.	40	50	60	69	87	110	115	165	244
<b>Dimensões (mm)</b>	<b>Comprimento</b>	212	212	242	277	330	397	330	512	517
	<b>Largura</b>	175	175	175	175	172	104,5	172	211	272
	<b>Altura</b>	175	175	175	175	254	272	254	238	246
<b>Peso (kg)</b>	10,5	11,5	13,5	16,4	22,0	30,0	25,5	44,0	51,0	56,2
<b>Posição dos Terminais</b>	● ○		● ○			● ○		● ○		● ○
<b>Tipo dos Terminais</b>										
<b>Acessórios</b>	Parafusos, arruelas e porcas sextavadas em aço inox					Parafusos e arruelas em aço inox		Parafusos, arruelas e porcas sextavadas em aço inox		
<b>Tensão de Flutuação (V)</b>						2,20 - 2,23 p/elemento a 25°C				
<b>Tensão de Equilização (V)</b>						2,36 - 2,40 p/elemento a 25°C				
<b>Tensão Única de Flutuação (V)</b>						2,26 - 2,30 p/elemento a 25°C				
<b>Compensação de Temperatura</b>						- 0,33V para cada 10°C acima de 25°C				
						+ 0,33V para cada 10°C abaixo de 25°C				

DETALHES CONSTRUTIVOS

<b>Princípio Tecnológico</b>	Filtragem das gotículas ácidas.	
<b>Pastes</b>	Em chumbo de baixo antimônio sem presença de estanho (Sn).	
<b>Placas</b>	<b>Grades:</b>	Liga chumbo-cálcio-estanho-prata (Ag10) de grande espessura e resistência à corrosão e a altas temperaturas.
	<b>Material Ativo:</b>	De alta densidade e resistência a altas temperaturas.
<b>Separadores</b>	Tipo microporoso de alta resistência mecânica.	
<b>Caixa e Tampa</b>	De copolímero de polipropileno de alta resistência, com tampas seladas por fusão do material, impossibilitando vazamentos.	
<b>Indicador de Carga</b>	<b>Verde:</b>	Bateria com carga.
	<b>Pastel:</b>	Bateria descarregada.
	<b>Claro:</b>	Substituir bateria.
<b>Certificados de Qualidade</b>	ISO 9001	
	QS 9000	

COMPARATIVO DE EMISSÃO DE GASES, CORRENTE 1A

■ VRLA 16 PLUS  
 ■ MOURA CLEVER  
 ■ VRLA Padlock Comercial

INFLUÊNCIA DA TEMPERATURA NA VIDA ÚTIL DA BATERIA

■ VRLA ■ CLEAN

## DESEMPENHO E QUALIDADE EM APLICAÇÕES ESTACIONÁRIAS

### Capacidade nominal (Ah) a 25°C em diferentes regimes

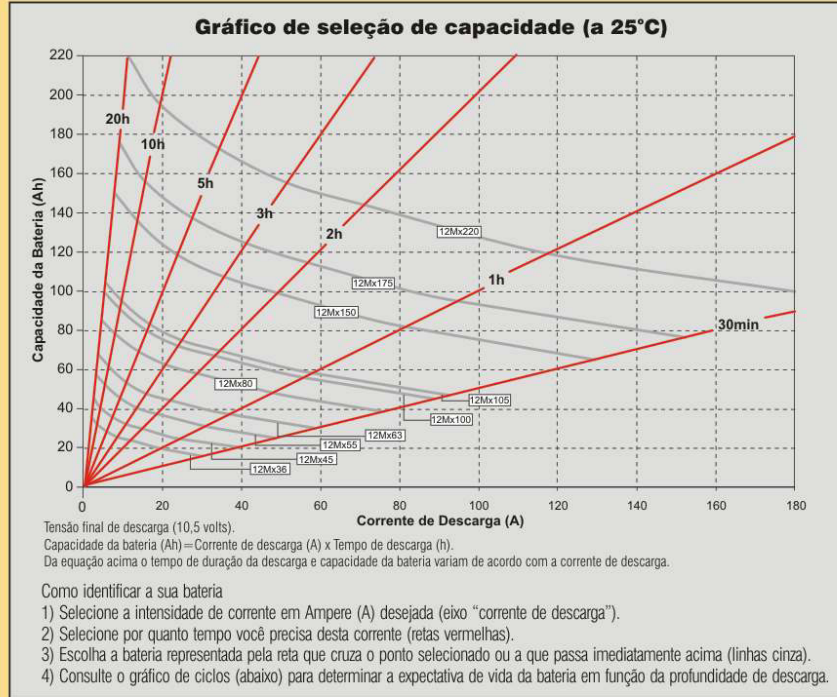
Modelo	Horas																	
	20	10	9	8	7	6	5	4,5	4	3,5	3	2,5	2	1,5	1	0,75	0,5	0,25
12MF36 12MC36	36,1	32,2	31,8	31,1	30,4	29,6	28,6	28,0	27,3	26,6	25,8	24,8	23,6	22,0	19,8	18,2	16,0	12,2
12MF45 12MC45	45	41	40	39	38	37	36	35	34	33	32	31	30	28	25	23	20	15
12MF55 12MC55	55	50	49	47	46	45	44	43	42	41	39	38	36	34	30	28	24	18
12MF63 12MC63	63	57	56	54	53	52	50	49	48	47	45	43	41	39	35	32	28	21
12MF80 12MC80	80	72	71	69	67	66	63	62	60	59	57	55	52	49	44	40	35	27
12MF100	100	90	88	86	84	82	79	77	76	74	71	68	65	61	55	50	44	33
12MF105 12MC105	105	94	93	91	89	86	83	82	80	78	75	72	69	64	58	53	47	36
12MF150 12MC150	151	135	132	130	127	123	119	116	113	110	107	103	97	91	81	75	65	49
12MF175 12MC175	174	156	154	150	146	142	137	134	131	128	124	119	113	105	95	87	76	58
12MF220 12MC220	218	195	193	188	183	178	172	169	165	160	155	149	141	132	118	109	95	72

### Watts a 25°C em diferentes regimes

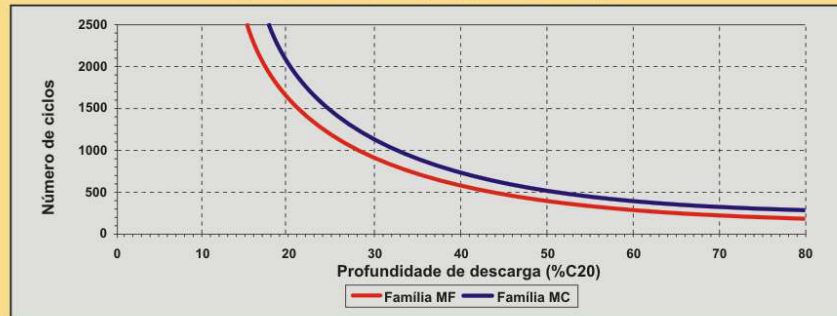
Modelo	Horas																	
	20	10	9	8	7	6	5	4,5	4	3,5	3	2,5	2	1,5	1	0,75	0,5	0,25
12MF36 12MC36	21	39	42	46	52	59	68	74	82	91	102	118	143	179	242	294	389	588
12MF45 12MC45	27	48	53	58	65	74	85	93	102	114	128	148	177	222	300	366	482	730
12MF55 12MC55	33	59	64	71	79	90	104	113	124	139	156	180	216	270	364	445	586	887
12MF63 12MC63	37	68	74	81	91	103	119	130	143	159	179	207	247	308	416	509	669	1013
12MF80 12MC80	48	86	94	103	115	131	151	165	181	202	227	262	313	390	526	644	845	1281
12MF100	60	107	117	129	144	163	189	206	226	252	284	328	390	486	655	803	1053	1597
12MF105 12MC105	63	113	123	135	151	171	199	216	237	264	298	344	409	510	687	843	1105	1676
12MF150 12MC150	90	161	175	194	216	245	284	309	339	377	426	492	583	726	978	1200	1571	2385
12MF175 12MC175	105	187	205	226	252	285	331	360	396	440	497	574	679	846	1139	1399	1831	2779
12MF220 12MC220	132	236	257	284	316	358	416	453	497	553	625	721	853	1062	1430	1757	2297	3489

# MAIS ENERGIA DE INVERNO A VERÃO

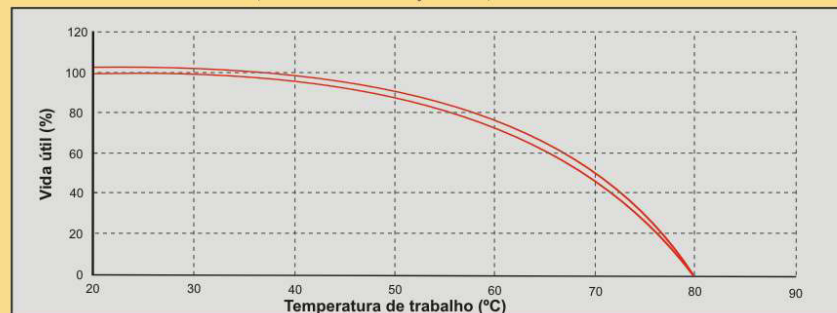
## CARACTERÍSTICAS DE DESEMPENHO



Possibilidade de ciclos em função da profundidade de descarga



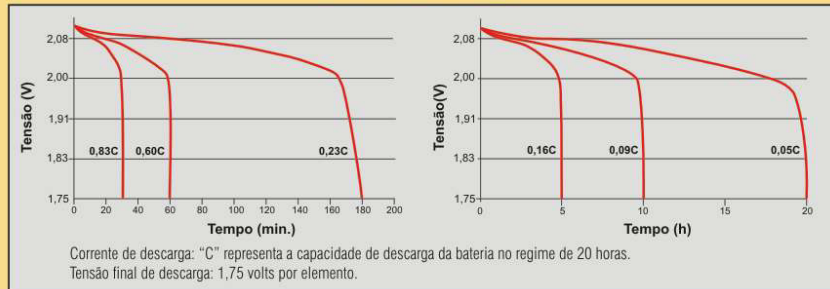
Expectativa de vida em função da temperatura de trabalho



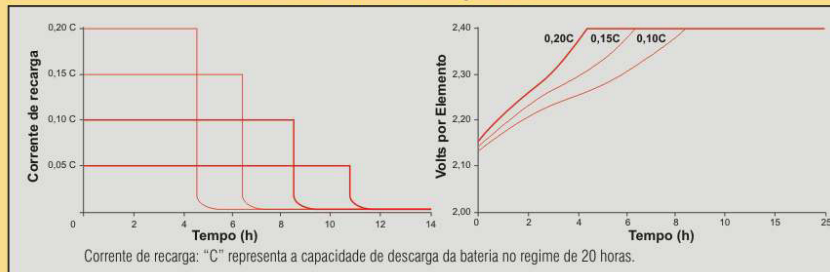


## GARANTIA MOURA COM A MAIS ALTA TECNOLOGIA E SEGURANÇA

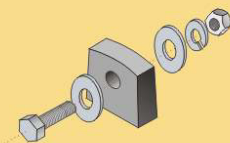
Curvas características de descarga a 25°C



Curvas características de recarga a 25°C



### DETALHAMENTO DA BATERIA MOURA CLEAN



### INSTALAÇÕES PROFISSIONAIS Terminais e acessórios adequados

Os terminais da linha MOURA CLEAN foram especialmente projetados para proporcionar uma conexão perfeita, agregando facilidade e agilidade na instalação da bateria em equipamentos eletrônicos, garantindo acabamento profissional.



## ANEXO C – DATASHEET DO INVERSOR CONTROLADOR DE CARGA

Figura 42: Datasheet do Conversor Inversor Kstar Spirit 3k Plus - 48 VM.

Powering the world future  
- www.kstar.com

---

### Spirit (Plus) Inverter Specifications

#### INPUT

HV MODEL	1K-12 VP/ 1K-24 VP	1/2/3K-24 VM	1.5/3K-48 VM	1.5K Plus- 12 VP	1.5/3K Plus- 24 VM	2K Plus-48 VM Duo/3K Plus-24 VM Duo/Tri	3K Plus- 48 VM
LV MODEL	1K-12/110V VP	1K-24/110V VP	1/1.5/2K-24/ 110V VM	1.5/2/3K-24/ 110V VM Duo	1.5K-48/110V VM Duo	2K-48/110V VM	3K-48/110V VM
Voltage	200VAC/208VAC/220VAC/230VAC for HV Model, 100VAC/105VAC/110VAC/120VAC for LV Model						
Selectable Voltage Range	170-280Vac(For Personal Computers)/90-280Vac(For Home Appliance) for HV Model, 80-150vac for LV Model						
Frequency Range	50Hz / 60Hz (Auto sensing)						

#### OUTPUT

HV MODEL	1K-12 VP/ 1K-24 VP	1/2/3K-24 VM	1.5/3K-48 VM	1.5K Plus- 12 VP	1.5/3K Plus- 24 VM	2K Plus-48 VM Duo/3K Plus-24 VM Duo/Tri	3K Plus- 48 VM
LV MODEL	1K-12/110V VP	1K-24/110V VP	1/1.5/2K-24/ 110V VM	1.5/2/3K-24/ 110V VM Duo	1.5K-48/110V VM Duo	2K-48/110V VM	3K-48/110V VM
AC Voltage Regulation(Batt. Mode)	200VAC/208VAC/220VAC/230VAC for HV Model, 100VAC/105VAC/110VAC/120VAC for LV Model						
Efficiency (Line Mode)	>95% ( Rated R load, battery full charged )						
Efficiency (Battery Mode, Peak)	93%						
Power Consumption (Battery Mode, No Load)	for 0.8PF model < 25W, for 1.0PF Model <35W						
Transfer Time	10ms (For Personal Computers); 20ms (For Home Appliance)						
Waveform	Pure sine wave						

#### BATTERY

HV MODEL	1K-12/1.5K Plus-12 VP	1K-24 VP	1.5 Plus-24 1/2/3K-24 VM	3K Plus-24 VM Duo /Tri	1.5K-48 VM	2K Plus-48 VM Duo	3K-48/3K Plus-48 VM
LV MODEL	1K-12/110V VP	1K-24/110V VP	1/1.5/2K-24/ 110V VM	1.5/2/3K-24/ 110V VM Duo	1.5K-48/110V VM Duo	2K-48/110V VM	3K-48/110V VM
Battery Voltage	12VDC		24VDC			48VDC	
Floating Charge Voltage	13.7VDC		27.4VDC			54.8VDC	
Overcharge Protection	15.5VDC		31.0VDC			62.0VDC	

#### SOLAR CHARGER & AC CHARGER

HV MODEL	1K-12/1.5K Plus-12 VP	1K-24 VP	1.5 Plus-24 1/2/3K-24 VM	3K Plus-24 VM Duo /Tri	1.5K-48 VM	2K Plus-48 VM Duo	3K-48/3K Plus-48 VM
Maximum PV Array Power	600W	1200W	1000W	2KW for Duo, 3KW for Tri	1000W	2000W	1KW for 0.8PF, 3KW for 1.0PF
MPPT Range @ Operating Voltage	PWM type, 15-18VDC	PWM type, 30-32VDC	30-66VDC		60-115VDC		
Maximum PV Array Open Circuit Voltage	50VDC	60VDC	75VDC		145VDC		
Maximum Solar Charge Current	50A	50A	40A	80A for Duo, 120A for Tri	20A	40A	20A for 0.8PF, 60A for 1.0PF
Maximum AC Charge Current	25A	25A		15A			
Maximum Charge Current	75A	75A	65A	105A for Duo, 145A for Tri	35A	55A	35A for 0.8PF, 75A for 1.0PF

Specifications subject to change without prior notice.

## ANEXO D – DATASHEET DOS CONDUTORES

Figura 43: Datasheet do Cabo Afumex Green 450/750V



### Afumex® Green 450/750V

Part number	Seção (mm²)	Diâmetro nominal condutor (mm)	Espessura nominal isolamento (mm)	Diâmetro nominal externo (mm)	Peso nominal (kg/km)	Peso líquido do condutor (kg/km)	Rcc (20°C) (ohm/Km) [1]	Rca (70°C) (ohm/Km) [2]	Queda de tensão (fp = 0,92) (V/A*km) [3]	Capacidade de condução de corrente (A) [4]
23920VXX	1,0	1,3	0,6	2,5	13,5	8,5	19,5	23,3	16,95	14
23921VXX	1,5	1,5	0,7	2,9	18,3	11,6	13,30	15,91	10,17	17,5
23922VXX	2,5	1,9	0,8	3,5	28,8	19,4	7,98	9,54	6,31	24
23923VXX	4,0	2,4	0,8	4,0	42,5	31,3	4,95	5,92	4,21	32
23924VXX	6,0	3,0	0,8	4,6	60,0	46,9	3,30	3,95	2,43	41
23925VXX	10,0	3,9	1,0	5,9	101,7	80,7	1,91	2,28	1,54	57
23926VXX	16,0	5,5	1,0	7,5	156,1	127,7	1,21	1,45	0,99	76
23927VXX	25,0	6,2	1,2	8,6	241,4	202,7	0,780	0,934	0,71	101
23928VXX	35,0	8,2	1,2	10,6	331,7	282,4	0,554	0,664	0,49	125
23929VXX	50,0	9,2	1,4	12,0	488,8	407,4	0,386	0,463	0,35	151
23930VXX	70,0	10,9	1,4	13,7	667,7	572,6	0,272	0,328	0,27	192
23931VXX	95,0	12,6	1,6	15,8	875,8	756,9	0,206	0,250	0,21	232
23932VXX	120,0	14,1	1,6	17,3	1.102,2	969,5	0,161	0,197	0,17	269
23933VXX	150,0	16,0	1,8	19,6	1.380,2	1.216,9	0,129	0,159	0,14	309
23934VXX	185,0	17,5	2,0	21,5	1.663,4	1.467,7	0,106	0,133	0,11	353
23935VXX	240,0	20,0	2,2	24,4	2.189,1	1.946,0	0,0801	0,1037	0,09	415

[1] Resistência ôhmica em corrente contínua à temperatura ambiente de 20°C;

[2] Resistência ôhmica em corrente alternada à temperatura de operação a 70°C;

[3] Cálculo da queda de tensão considerando o fator de potência de 0,92 e disposição dos cabos em trifólio;

[4] Valores extraídos da norma NBR 5410 - método de instalação número 7, referência B1: condutores isolados ou cabos unipolares em eletroduto de seção circular embutido em alvenaria, para 2 condutores carregados.

### Acondicionamento

Os cabos Afumex® Green 750V possuem acondicionamento em: Caixa, Carretel, Rolo e Bobina, de acordo com a tabela a seguir. Outras embalagens disponíveis sob consulta.

Part number	Seção (mm²)	Rolo	Carretel	Bobina	Caixa
23920VXX	1	-	✓	-	✓
23921VXX	1,5	-	✓	-	✓
23922VXX	2,5	-	✓	-	✓
23923VXX	4	-	✓	-	✓
23924VXX	6	-	-	✓	✓
23925VXX	10	✓	-	✓	-
23926VXX	16	✓	-	✓	-
23927VXX	25	-	-	✓	-
23928VXX	35	-	-	✓	-
23929VXX	50	-	-	✓	-
23930VXX	70	-	-	✓	-
23931VXX	95	-	-	✓	-
23932VXX	120	-	-	✓	-
23933VXX	150	-	-	✓	-
23934VXX	185	-	-	✓	-
23935VXX	240	-	-	✓	-

Figura 44: Datasheet do Cabo Afumex Solar



#### Construção

- 1 • CONDUTOR  
Fios de cobre estanhado, têmpera mole;  
Encordoamento:  
Classe 5 - extra flexível.
- 2 • ISOLAÇÃO  
Composto termofixo livre de halogênio.
- 3 • COBERTURA  
Composto termofixo livre de halogênio, resistente a U.V.

#### Temperaturas de operação

120°C em operação (até 20.000 horas);  
90°C em serviço contínuo;  
250°C em curto-circuito.

**Nota:** o cabo pode operar por um período máximo de 20.000 horas a uma temperatura de 120°C no condutor e com temperatura ambiente máxima de 90°C.

#### Características

- Operação em temperaturas ambientes de -15°C a 90°C;
- Suporta até 20.000 horas de operação com temperatura no condutor a 120°C;
- Expectativa de vida útil de 25 anos;
- Proteções contra ações do ambiente (raios U.V., calor úmido e ozônio);
- Resistente às soluções ácidas e alcalinas;
- Propriedade retardante à chama;
- Livre de halogênio e baixa emissão de fumaça.

#### Acondicionamento

- Bobinas para todas as seções.
- Outros acondicionamentos sob consulta.

#### Identificação

- Cobertura nas cores: preta, vermelha ou azul.
- Outras cores sob consulta.

#### Normas e Certificações

- **EN 50618** - Certificado TÜV 171565.

#### Afumex® Solar

Part Number	Seção nominal (mm <sup>2</sup> )	Diâmetro nominal do condutor (mm)	Espessura nominal de isolamento (mm)	Espessura nominal de cobertura (mm)	Diâmetro nominal externo do cabo completo (mm)	Peso do cabo completo (kg/km)	Rcc a 90°C <sup>(1)</sup> (Ω/km)	Queda de tensão a 90°C <sup>(2)</sup> (V/A.km)
2640000X	2,5	1,9	0,7	0,8	5,1	46,1	10,53	21,1
2640001X	4	2,5	0,7	0,8	5,7	58,9	6,53	13,1
2640002X	6	3,0	0,7	0,8	6,2	78,7	4,35	8,69
2640003X	10	3,9	0,7	0,8	7,2	122,9	2,50	5,00
2640004X	16	5,5	0,7	0,9	9,0	180,1	1,59	3,18
2640005X	25	6,9	0,9	1,0	11,1	271,8	1,019	2,04
2640006X	35	8,3	0,9	1,1	12,7	373,3	0,724	1,45
2640007X	50	9,9	1,0	1,2	14,8	521,8	0,504	1,01
2640008X	70	11,8	1,1	1,2	16,9	717,9	0,355	0,71
2640009X	95	13,4	1,1	1,3	18,8	917,9	0,269	0,54
2640010X	120	15,4	1,2	1,3	21,0	1.148,2	0,210	0,42
2640011X	150	17,2	1,4	1,4	23,5	1.443,0	0,169	0,34
2640012X	185	18,9	1,6	1,6	26,1	1.760,7	0,138	0,28
2640013X	240	21,9	1,7	1,8	29,8	2.271,9	0,1047	0,21

## ANEXO E – DATASHEET DOS DISJUNTORES

**Figura 45: Datasheet do Disjuntor C60H-DC 2P CURVA C 63A 500VDC**

Folha de dados do produto **A9N61539**  
 Características **DISJUNTOR C60H-DC 2P CURVA C 63A 500VDC**



### Principal

Gama	Acti 9
Nome do produto	Acti 9 C60H-DC
Tipo de produto ou componente	Disjuntor modular
Nome abreviado do dispositivo	C60H-DC
Aplicativo do dispositivo	Distribuição
Descrição de polos	2P
Número de polos protegidos	2
[In] corrente nominal	63 A a 25 °C
Tipo de rede	CC
Tecnologia da unidade de disparo	Termomagnético
Código da curva	C
Capacidade de corte	10 kA Icu a 440 V CC para EN 60947-2 10 kA Icu a 440 V CC para IEC 60947-2 6 kA Icu a 500 V CC para EN 60947-2 6 kA Icu a 500 V CC para IEC 60947-2 20 kA Icu a 220 V CC para GB 14048.2 20 kA Icu a 220 V CC para IEC 60947-2 20 kA Icu a 250 V CC para GB 14048.2 20 kA Icu a 250 V CC para IEC 60947-2
Categoria de uso	Categoria A para EN 60947-2 Categoria A para IEC 60947-2
Adequação para isolamento	Sim para IEC 60947-2 Sim para EN 60947-2

### Complementar

Frequência da rede	50/60 Hz
[Ue] tensão de operação nominal	500 V CC
[Ics] capacidade de corte nominal em serviço	15 kA 75 % para EN 60947-2 - 220 V CC 15 kA 75 % para IEC 60947-2 - 220 V CC 15 kA 75 % para EN 60947-2 - 250 V CC 15 kA 75 % para IEC 60947-2 - 250 V CC

03/11/2019

Life is On **Schneider**  
 Electric

1

Isenção de responsabilidade: Esta documentação não tem como objetivo substituir nem deve ser utilizada para determinar a adequação ou confiabilidade desses produtos para aplicações específicas.

	4,5 kA 75 % para EN 60947-2 - 500 V CC 4,5 kA 75 % para IEC 60947-2 - 500 V CC 7,5 kA 75 % para EN 60947-2 - 440 V CC 7,5 kA 75 % para IEC 60947-2 - 440 V CC
[Ui] tensão de isolamento nominal	500 V CC para IEC 60947-2 500 V CC para EN 60947-2
[Uimp] tensão suportável de impulso nominal	6 kV para EN 60947-2 6 kV para IEC 60947-2
Indicação de posição do contato	Sim
Tipo de controle	Alavanca articulada
Sinalização local	Indicação ligado/desligado
Modo de montagem	Fixo
Suporte de montagem	Calha DIN simétrica de 35 mm
Compatibilidade do bloco de distribuição do barramento combinado	Superior ou inferior: padrão
Desvios de 9 mm	4
Peso do produto	0,256 kg
Cor	Branco
Durabilidade mecânica	20000 ciclos
Durabilidade elétrica	3000 ciclos 500 V CC 6000 ciclos 500 V CC
Provisão para bloqueio por cadeado	Bloqueio por cadeado
Descrição das opções de bloqueio	Na posição O
Torque de aperto	Circuito de potência: 2,5 N.m superior ou inferior
Proteção de fuga à terra	Sem

### Meio ambiente

Padrões	EN 60947-2 IEC 60947-2
Graus de poluição	3 para EN 60947-2 3 para IEC 60947-2
Categoria de sobretensão	IV
Tropicalização	2 para IEC 60068-2
Altitude de funcionamento	2000 m
Temperatura ambiente do ar para funcionamento	-25...70 °C
Temperatura ambiente do ar para armazenamento	-40...85 °C

### Oferta sustentável

Situação da oferta sustentável	Produto Green Premium
Regulamento REACH	<a href="#">Declaração REACH</a>
REACH sem SVHC	Sim
Diretiva RoHS da UE	Conforme <a href="#">Declaração RoHS da EU</a>
Sem mercúrio	Sim
Informações das isenções RoHS	<a href="#">Sim</a>
Regulamento RoHS China	<a href="#">Declaração RoHS China</a> Produto fora do âmbito da RoHS China. Declaração de substâncias para sua informação.
Divulgação Ambiental	<a href="#">Perfil ambiental do produto</a>
Perfil de Circularidade	Não são necessárias operações de reciclagem específicas
WEEE	No mercado da União Europeia, o produto tem de ser eliminado de acordo com um sistema de recolha de resíduos específico e nunca terminar num contentor de lixo.

### Garantia contratual

Garantia	18 meses
----------	----------

**Figura 46: Datasheet do Disjuntor ACTI9 IC60N 1P CURVA C 20A 230V.**

Folha de dados do produto **A9F74120**  
 Características **DISJUNTOR ACTI9 IC60N 1P CURVA C 20A 230V**



#### Principal

Aplicativo do dispositivo	Distribuição
Gama	Acti 9
Nome do produto	Acti 9 iC60
Tipo de produto ou componente	Disjuntor modular
Nome abreviado do dispositivo	IC60N
Descrição de polos	1P
Número de polos protegidos	1
[In] corrente nominal	20 A
Tipo de rede	CA CC
Tecnologia da unidade de disparo	Termomagnético
Código da curva	C
Capacidade de corte	6000 A Icn a 230 V CA 50/60 Hz para NBR IEC NM 60898-1 10 kA Icu a 60...72 V CC para EN/IEC 60947-2 15 kA Icu a 12...60 V CC para EN/IEC 60947-2 10 kA Icu a 220...240 V CA 50/60 Hz para EN/IEC 60947-2 36 kA Icu a 12...60 V CA 50/60 Hz para EN/IEC 60947-2 20 kA Icu a 100...133 V CA 50/60 Hz para EN/IEC 60947-2
Categoria de uso	Categoria A para EN 60947-2 Categoria A para IEC 60947-2
Adequação para isolamento	Sim para EN 60898-1 Sim para EN 60947-2 Sim para IEC 60898-1 Sim para IEC 60947-2
Padrões	EN 60898-1 EN 60947-2 IEC 60898-1 IEC 60947-2

#### Complementar

Frequência da rede	50/60 Hz
--------------------	----------

03/11/2019

Limite de disparo magnético	8 x In +/- 20 %
[Ics] capacidade de corte nominal em serviço	27 kA 75 % para EN 60947-2 - 12...60 V CA 50/60 Hz 7,5 kA 75 % para EN 60947-2 - 220...240 V CA 50/60 Hz 27 kA 75 % para IEC 60947-2 - 12...60 V CA 50/60 Hz 7,5 kA 75 % para IEC 60947-2 - 220...240 V CA 50/60 Hz 15 kA 75 % para IEC 60947-2 - 100...133 V CA 50/60 Hz 15 kA 75 % para EN 60947-2 - 100...133 V CA 50/60 Hz 6000 A 100 % para EN 60898-1 - 230 V CA 50/60 Hz 6000 A 100 % para IEC 60898-1 - 230 V CA 50/60 Hz 10 kA 100 % para EN 60947-2 - 72 V CC 10 kA 100 % para IEC 60947-2 - 72 V CC 15 kA 100 % para EN 60947-2 - 12...60 V CC 15 kA 100 % para IEC 60947-2 - 12...60 V CC
Classe de limitação	3 para EN 60898-1 3 para IEC 60898-1
[Ui] tensão de isolamento nominal	500 V CA 50/60 Hz para EN 60947-2 500 V CA 50/60 Hz para IEC 60947-2
[Uimp] tensão suportável de impulso nominal	6 kV para EN 60947-2 6 kV para IEC 60947-2
Indicação de posição do contato	Sim
Tipo de controle	Alavanca articulada
Sinalização local	Indicador de disparo
Modo de montagem	Fixo
Suporte de montagem	Calha DIN
Compatibilidade do bloco de distribuição do barramento combinado	Superior ou inferior: sim
Desvios de 9 mm	2
Altura	85 mm
Largura	18 mm
Profundidade	78,5 mm
Peso do produto	0,215 kg
Cor	Branco
Durabilidade mecânica	20000 ciclos
Durabilidade elétrica	10000 ciclos
Conexões - terminais	Terminal simples (superior ou inferior) 1...25 mm <sup>2</sup> rígido Terminal simples (superior ou inferior) 1...16 mm <sup>2</sup> flexível
Comprimento da decapagem do fio	14 mm of superior ou inferior conexão
Torque de aperto	2 N.m superior ou inferior
Proteção de fuga à terra	Sem

### Meio ambiente

Grau de proteção IP	IP20 para IEC 60529 IP20 para EN 60529
Graus de poluição	3 para EN 60947-2 3 para IEC 60947-2
Categoria de sobretensão	IV
Tropicalização	2 para IEC 60068-1
Umidade relativa	95 % a 55 °C
Altitude de funcionamento	0...2000 m
Temperatura ambiente do ar para funcionamento	-35...70 °C
Temperatura ambiente do ar para armazenamento	-40...85 °C

### Oferta sustentável

Situação da oferta sustentável	Produto Green Premium
Regulamento REACH	<a href="#">Declaração REACH</a>
REACH sem SVHC	Sim

**Figura 47: Datasheet do Interruptor-Seccionador C60NA-DC 2P 25A 800VCC Aplicação Fotovoltaica.**

## Folha de dados do produto A9N61690

### Características

INTERRUPTOR-SECCIONADOR C60NA-DC 2P  
25A 800VCC APLICACAO FOTOVOLTAICA



### Principal

Aplicação de interruptor	Módulos fotovoltaicos Proteção de inversor fotovoltaico
Gama	Acti 9
Linha de produto	C60
Tipo de produto ou componente	Interruptor-seccionador
Nome do produto	C60
Nome abreviado do dispositivo	C60NA-DC
Descrição de polos	2P
Categoria de uso	CC-21B
Adequação para isolamento	Sim para EN/IEC 60947-3

### Complementar

[Ie] corrente nominal de operação	20 A CC-21B 1.000 V CC 32 A CC-21B 800 V CC 50 A CC-21B 700 V CC
Voltage Drop	100 MV 5,02 MOhm 2 W 20 A 151 MV 5,02 MOhm 4,53 W 30 A 201 MV 5,02 MOhm 8,04 W 40 A 251 MV 5,02 MOhm 12,55 W 60 A
[Ui] tensão de isolamento nominal	1000 V CC
[Uimp] tensão suportável de impulso nominal	6 kV
Tipo de controle	Alavanca articulada
Sinalização local	Indicação ligado/desligado
Modo de montagem	De encaixe
Suporte de montagem	Calha DIN
Desvios de 9 mm	8
Altura	132,7 mm
Largura	72 mm

03/11/2019



Profundidade	77,4 mm
Peso do produto	0,545 kg
Cor	Branco
Durabilidade mecânica	20000 ciclos
Durabilidade elétrica	300 ciclos
Conexões - terminais	Terminal túnel (superior1...35 mm <sup>2</sup> rígido Terminal túnel (superior1...25 mm <sup>2</sup> flexível Cabo de pre-ligação (parte de baixo)
Comprimento da decapagem do fio	14 mm
Torque de aperto	3,5 N.m
Compatibilidade de gama	C60NA-DC

### Meio ambiente

Padrões	EN/IEC 60947-3
Graus de poluição	2
Temperatura ambiente do ar para funcionamento	-25...70 °C
Temperatura ambiente do ar para armazenamento	-40...85 °C

### Oferta sustentável


Situação da oferta sustentável	Produto Green Premium
Regulamento REACH	<a href="#">Declaração REACH</a>
REACH sem SVHC	Sim
Diretiva RoHS da UE	Conforme <a href="#">Declaração RoHS da EU</a>
Sem mercúrio	Sim
Informações das isenções RoHS	<a href="#">Sim</a>
Regulamento RoHS China	<a href="#">Declaração RoHS China</a> Produto fora do âmbito da RoHS China. Declaração de substâncias para sua informação.
Divulgação Ambiental	<a href="#">Perfil ambiental do produto</a>
Perfil de Circularidade	Não são necessárias operações de reciclagem específicas
WEEE	No mercado da União Europeia, o produto tem de ser eliminado de acordo com um sistema de recolha de resíduos específico e nunca terminar num contentor de lixo.

### Garantia contratual

Garantia	18 meses
----------	----------


## ANEXO F – DATASHEET DOS DPS


Figura 48: Datasheet do DPS CLAMPER Solar.



CLAMPER Solar

Especialista na proteção contra raios e surtos elétricos





**Descrição**  
Dispositivo de Proteção contra Surtos (DPS), Classe II (EN 50539-11), com tecnologia de Varistor de Óxido Metálico (MOV) para proteção de sistemas fotovoltaicos.

**Características**

- Permite a substituição dos plugues com o sistema energizado;
- Sinalização local do status de operação;
- Sinalização remota (opcional);
- Possui desligador interno que desconecta o DPS ao final da vida útil;
- Fixação em trilho DIN 35.

**Aplicação**  
Proteção de instalações fotovoltaicas contra sobretensões provenientes de descargas atmosféricas, manobras de cargas instalados na rede e outros.

Características técnicas	Unid.	CLAMPER Solar							
Modelos	-	150V 40KA		300V 40KA		600V 40KA		1040V 40KA	
Código CLAMPER	-	015298	015299	014468	015304	014470	014471	014472	014473
Normas aplicáveis	-	EN 50539-11							
Classe de proteção	-	II							
Tecnologia de proteção	-	Varistor de Óxido Metálico (MOV)							
Modos de proteção	-	L+ / PE, L- / PE (modo comum), L+ / L- (modo diferencial)							
Proteção térmica dos varistores	-	Sim							
Nível de proteção - $U_{p}(L+/-)$	kV	≤ 0,8		≤ 1,6		≤ 2,4		≤ 5,0	
Nível de proteção - $U_{p}(L+/-PE)$ ; (L-PE)	kV	≤ 1,0		≤ 2,0		≤ 2,7		≤ 5,0	
Tempo de resposta típico	ns	< 25							
Tensão máxima de operação contínua - $U_{ov}$	V <sub>cc</sub>	150		300		600		1040	
Corrente de descarga nominal @ 8/20µs - $I_{n}$	kA	10							
Corrente de descarga máxima @ 8/20µs - $I_{max}$	kA	20							
Corrente de descarga total @ 8/20µs - $I_{tot}$	kA	40							
Seção dos condutores de conexão elétrica	mm <sup>2</sup>	4 a 25							
Torque de aperto (conexão elétrica)	Nm	3							
Sinalização de status	-	Local	Local e Remota	Local	Local e Remota	Local	Local e Remota	Local	Local e Remota
Parâmetros elétricos dos contatos de sinalização remota	-	120 V <sub>cc</sub> /1 A   24V <sub>cc</sub> /1A							
Seção transversal do cabo dos contatos de sinalização remota	mm <sup>2</sup>	N/A	0,5 a 1,5	N/A	0,5 a 1,5	N/A	0,5 a 1,5	N/A	0,5 a 1,5
Temperatura de operação	°C	-40...+70							
Involucro	-	Material com características de não propagação e auto-extinção do fogo							
Grau de proteção	-	IP20*							
Peso aproximado	g	228	234	242	248	257	263	271	279
Dimensões	mm	94,6 x 74 x 53 (C x L x A) / 99 x 74 x 53 (C x L x A)**							

**NOTAS:**

\* Para garantir o grau de proteção indicado, é necessária a utilização de terminal isolado compatível com as dimensões do cabo de ligação.

\*\* Dimensões do produto com sinalização remota.