

CENTRO UNIVERSITÁRIO UNIFACVEST  
CURSO DE ENGENHARIA ELÉTRICA  
RAYON ALVES DOS SANTOS

**ESTUDOS DE CASO E COMPARAÇÃO DA VIABILIDADE  
ECONÔMICA PARA A IMPLEMENTAÇÃO DE UM SISTEMA  
FOTOVOLTAICO ON-GRID E OFF-GRID**

LAGES  
2019

RAYON ALVES DOS SANTOS

**ESTUDOS DE CASO E COMPARAÇÃO DA VIABILIDADE  
ECONÔMICA PARA A IMPLEMENTAÇÃO DE UM SISTEMA  
FOTOVOLTAICO ON-GRID E OFF-GRID**

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado ao Curso de Engenharia Elétrica do Centro Universitário UNIFACVEST como parte dos requisitos para obtenção do título de Engenheiro Eletricista.

Orientadora: Prof<sup>a</sup>. Dra. Francieli Lima de Sá

Coorientador: Prof. MSc. Sergio Luis Brockveld Junior.

LAGES

2019

Monografia apresentada ao Centro Universitário Facvest – UNIFACVEST, como requisito necessário para a obtenção do título de Bacharel em Engenharia Elétrica.

Rayson Alves dos Santos  
NOME DO ALUNO

Estudos de Caso e Comparação da Viabilidade Econômica para a Implementação de um Sistema Fotovoltaico ON-GRID e OFF-GRID.  
TÍTULO DO TRABALHO

BANCA EXAMINADORA:

Prof.<sup>a</sup> Dra. Franciéli Lima de Sá  
Titulação e nome do Orientador (a)

MSc Sergio Luis Brockvold Junior  
Titulação e nome do Co-orientador (a).

MSc Silvio Moraes de Oliveira  
Titulação e nome do Avaliador (a).

Prof.<sup>a</sup> Dra. Franciéli Lima de Sá  
Coordenador (a) Prof. (a). Titulação e nome da Coordenador (a).

Lages, 05 de julho de 2019.

*Dedico este trabalho a Deus. Sem ELE nada seria possível, a minha família pelo total apoio nessa caminhada vitoriosa. Dedico em especial a minha mãe Delza Belarmino pelo incondicional apoio durante todo esse tempo. Enfim, muitíssimo obrigado à todos!*

## **AGRADECIMENTOS**

Agradeço imensamente à Deus, por ter me fortalecido ao ponto de superar as dificuldades e também por toda saúde que me deu que permitiu alcançar esta etapa tão importante da minha vida. Sem ELE, nada disso seria possível.

Gostaria de agradecer imensamente a minha família, especialmente minha mãe Delza Belarmino, que encheu meu coração de amor e esperança. Fazendo de tudo para tornar os momentos difíceis mais brandos, sendo o meu maior exemplo de luta e determinação nessa vida. Agradeço também aos meus irmãos Sabrina Belarmino e Honisson Santos, pelo apoio, força e amor incondicional. Sem vocês a realização desse sonho não seria possível. Também quero aqui externar o meu agradecimento ao meu tio Romeu Siepierski, pelo total apoio, pelos incentivos e pelos conselhos. A minha tia Dalva Belarmino. Ao meu pai Nilson Alves (in memoriam), que não pode estar presente neste momento tão incrível da minha vida, mas sou grato por ter me ensinado valores que carrego comigo em todos os momentos. Ao Natãias Delfino, meu muito obrigado por suas palavras de incentivo, eu jamais serei capaz de retribuir todo carinho e incentivo que recebi de você.

Sou grato a minha orientadora e coordenadora, Prof.<sup>a</sup> Dra. Franciéli Lima de Sá, agradeço por sua confiança e incansável dedicação, por todos os ensinamentos transmitidos, pela confiança e principalmente pela orientação deste trabalho. Também agradeço ao meu coorientador, Prof. MSc. Sergio Luis Brockveld Junior. Manifesto aqui minha gratidão eterna por compartilhar sua sabedoria, o seu tempo e sua experiência.

Sou grato a todos os professores que contribuíram com a minha trajetória acadêmica, especialmente ao Prof. MSc. Silvio Moraes. Obrigado, mestre, por exigir de mim muito mais do que eu imaginava ser capaz de fazer, também manifesto aqui minha gratidão eterna por compartilhar sua sabedoria, o seu tempo e sua experiência.

Só tenho a agradecer aos meus amigos que fiz ao longo da graduação, Macsuel Lima, Michael Douglas Xavier, Samara Batistello, Israel Santos, Bruna Rosa, Cleidson Junior, Alisson Lobo e Carlos Henrique Weber, Felipe Moraes. Obrigado pelos inúmeros conselhos, frases de motivação e puxões de orelha. As risadas, que vocês compartilharam comigo nessa etapa tão desafiadora da vida acadêmica. Minha eterna gratidão. Enfim, muito obrigado a todos que direta ou indiretamente contribuíram de alguma forma para que eu chegasse até aqui.

## RESUMO

A crescente busca pela diversificação da matriz elétrica brasileira tem se mostrado cada vez mais essencial. Devido ao atual panorama do sistema elétrico brasileiro, que tem como principal meio de geração fontes hídricas, e enfrenta sérios problemas sazonais com o volume de chuvas no decorrer do ano, reduzindo a capacidade de geração de algumas hidroelétricas espalhadas pelo Brasil, e contribuindo para que a matriz elétrica brasileira se torne cada vez mais instável, há a necessidade da utilização de fontes de energia não renováveis, como a utilização das termoelétricas, que contribuem para o agravamento do efeito estufa, uma fonte de energia extremamente cara que influenciará no preço final da energia elétrica consumida pelos brasileiros. Diante deste cenário, a energia solar fotovoltaica tem se apresentado com uma excelente fonte de energia alternativa, no Brasil e no mundo. Oferecendo a sustentabilidade e flexibilidade exigidas no atual panorama energético mundial, uma vez que inúmeros setores da sociedade clamam por soluções e tecnologias que se enquadrem dentro do que é compreendido como desenvolvimento sustentável. Assim, através deste trabalho, procura-se mostrar a importância no investimento na geração através de fontes renováveis no que diz respeito a sua abundância, como também seu baixo custo por se tratar, entre outras, de uma geração distribuída. Dessa forma, o presente trabalho apresenta além da revisão bibliográfica sobre o tema, os custos e o estudo da viabilidade econômica na implementação de um sistema fotovoltaico conectado à rede elétrica de distribuição, além de um sistema fotovoltaico autônomo, aplicado a uma pequena propriedade rural.

**Palavras-chave:** energia solar, sistema fotovoltaico conectado à rede, sistema fotovoltaico autônomo, viabilidade econômica.

## ABSTRACT

The growing search for diversification of the Brazilian electric matrix has been increasingly essential. Due to the current scenario of the Brazilian electric system, which has as its main source of water sources, and faces serious seasonal problems with the volume of rainfall throughout the year, reducing the generation capacity of some hydroelectric plants scattered throughout Brazil, and contributing to As the Brazilian electricity matrix becomes increasingly unstable, there is a need for the use of non-renewable energy sources, such as the use of thermoelectric plants, which contribute to the worsening of the greenhouse effect, an extremely expensive energy source that will influence the final price of electricity. electricity consumed by Brazilians. Given this scenario, photovoltaic solar energy has presented itself with an excellent alternative energy source in Brazil and worldwide. Offering the sustainability and flexibility required in today's global energy landscape, as countless sectors of society call for solutions and technologies that fit within what is understood as sustainable development. Thus, through this work, we seek to show the importance of investment in generation through renewable sources regarding its abundance, as well as its low cost because it is, among others, a distributed generation. Thus, the present work presents, besides the bibliographic review about the theme, the costs and the economic viability study in the implementation of a photovoltaic system connected to the electric distribution grid, besides an autonomous photovoltaic system, applied to a small rural property.

**Keywords:** solar energy, photovoltaic system connected to the grid, autonomous photovoltaic system, economic viability.

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1– Matriz elétrica mundial .....	18
Figura 2 - Matriz elétrica Brasileira.....	18
Figura 3- Sistema on-grid.....	20
Figura 4- Sistema Híbrido.....	20
Figura 5- Sistema off-grid .....	21
Figura 6 - Ilustração do Processo de Fusão Nuclear Solar .....	24
Figura 7 – Média anual da radiação solar global no Brasil.....	26
Figura 8 – Primeira aplicação da célula solar.....	28
Figura 9 – Primeira aplicação da célula solar.....	29
Figura 10 – Potência em carga instalada e a projeção para 2019. ....	30
Figura 11 – Estruturas moleculares de semicondutores P e N.....	32
Figura 12 – Junção p-n com detalhe da região de depleção.....	33
Figura 13 – Processo de conversão fotovoltaica.....	34
Figura 14 – Bloco de silício ultrapuro. ....	35
Figura 15– Método do processo de Czochralski (à esquerda) e o .....	36
Figura 16 – Célula de silício monocristalino .....	37
Figura 17 – Célula de silício policristalino. ....	38
Figura 18 – Célula de filmes finos. ....	39
Figura 19 – sistema fotovoltaico conectado à rede de distribuição. ....	41
Figura 20 – Sistema fotovoltaico autônomo. ....	43
Figura 21 – sistema fotovoltaico sem o armazenamento de cargas elétricas. ....	43
Figura 22 – sistema híbrido solar-eólico-diesel. ....	45
Figura 23 - Arranjo das células em série.....	48
Figura 24 – Curva característica I – V de corrente e tensão de um módulo.....	49
Figura 25 – Curva característica P – V de potência e tensão de um módulo.....	49
Figura 26 – Rastreamento do ponto de máxima potência.....	50
Figura 27 – Influência da radiação solar na operação do módulo fotovoltaico.....	51
Figura 28 – Influência da temperatura na operação do módulo fotovoltaico .....	52
Figura 29 – Polaridade da corrente do módulo fotovoltaico em operação normal.....	53
Figura 30 – Diodo de bloqueio. ....	54
Figura 31 – Conjunto de módulos em série.....	55
Figura 32 – Conjunto de módulos em paralelo.....	55



Figura 33 – Conjunto de módulos em série e paralelo. ....	56
Figura 34 – Conexão do diodo bypass em paralelo com o módulo fotovoltaico.....	57
Figura 35 – Resultado do sombreamento na característica I – V do módulo. ....	58
Figura 36 – Circuito eletrônico básico do inversor CC–CA. ....	59
Figura 37 – Transistores T1 e T4 ligados.....	60
Figura 38 – Transistores T2 e T3 ligados.....	60
Figura 39 – Onda quadrada produzida na saída do inversor CC–CA.....	60
Figura 40 – Funcionamento do inversor PWM de onda senoidal pura.....	61
Figura 41 – Exemplo de um inversor de onda senoidal pura .....	62
Figura 42 – Funcionamento de um inversor interativo. ....	63
Figura 43 – Inversor interativo.....	64
Figura 44 – Modos de conexão dos bancos de baterias.....	65
Figura 45 – Modo de utilização de um controlador de carga.....	66
Figura 46 – Controlador de carga.....	67
Figura 47 – Medidor bidirecional. ....	68
Figura 48 – Representação do fluxo de caixa. ....	70
Figura 49 – Mapa de ângulos de correção para encontrar o norte geográfico.....	74
Figura 50 – Consumo e geração ao longo do primeiro ano do investimento. ....	80
Figura 51 – Consumo e geração ao longo de 24 anos.....	82
Figura 52 – Esquema de ligação do SFCR da Energisa.....	83
Figura 53 – Esquema elétrico da string box. ....	84
Figura 54 - associação mista do estudo de caso 2 .....	91
Figura 55 – Consumo e geração ao longo do primeiro ano do investimento. ....	93
Figura 56 – Consumo e geração ao longo de 25 anos.....	95
Figura 57– Valor presente Líquido ao longo do horizonte de projeção. ....	100
Figura 58 – Valor presente Líquido ao longo do horizonte de projeção. ....	102
Figura 59 – Número de ciclos de cargas e descargas possíveis em função.....	102

## LISTA DE TABELAS

Tabela 1– Radiação Solar .....	19
Tabela 2 – Potencial anual de energia solar em cada região do Brasil.....	25
Tabela 3 – Consumo de energia elétrica dos últimos doze meses. ....	72
Tabela 4 – Escolha do ângulo de inclinação do módulo. ....	73
Tabela 5 – Irradiação solar Mensal de Ji-paraná. ....	75
Tabela 6 – Perdas estimadas nos sistemas fotovoltaicos. ....	76
Tabela 7 – Dados econômicos do SFCR do primeiro ano de Instalação. ....	79
Tabela 8 – Geração e consumo ao longo da vida útil do sistema. ....	81
Tabela 9 – Orçamento do estudo de caso 1. ....	85
Tabela 10 – Geração e consumo do SFA do primeiro ano de Instalação. ....	92
Tabela 11 – Geração e consumo ao longo da vida útil do sistema. ....	94
Tabela 12 – Orçamento do estudo de caso 2.....	96
Tabela 13 – Taxas e Tributações consideradas no estudo de caso 1.....	98
Tabela 14 – Demonstrativo de fluxo de caixa.....	99
Tabela 15 – Taxas e Tributações consideradas no estudo de caso 2.....	100
Tabela 16 – Demonstrativo de fluxo de caixa.....	101

## LISTA DE ABREVIATURAS

ABNT	–	Associação Brasileira de Normas Técnicas
a.C.	–	Antes de Cristo
ANEEL	–	Agência Nacional de Energia Elétrica
ART	–	Anotação de Responsabilidade Técnica
BOS	–	Balance of System
CA	–	Corrente Alternada
CC	–	Corrente Contínua
CMN	–	Conselho Monetário Nacional
CREA	–	Conselho Regional de Engenharia e Agronomia
d.C.	–	Depois de Cristo
EEI	–	Estação Espacial Internacional
HSP	–	Horas de Sol Pico ou Horas de Sol Pleno
HST	–	Hubble Space Telescope
INMETRO	–	Instituto Nacional de Metrologia, Qualidade e Tecnologia
NBR	–	Norma Brasileira
MPPT	–	Maximum Power Point Tracking
PWM	–	Pulse Width Modulation
RO	–	Rondônia
R\$	–	Real
SFCR	–	Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede
SFA	–	Sistema Fotovoltaico Autônomos
SH	–	Sistema Híbrido
TIR	–	Taxa Interna de Retorno
TMA	–	Taxa Mínima de Atratividade
VLP	–	Valor Presente Líquido

## LISTA DE SÍMBOLOS

$\times$	Multiplicação
%	Porcentagem
$\eta$	Rendimento
$A$	Ampère
$A_M$	Área da superfície do Módulo
$C_{Banco}$	Capacidade de carga do banco de baterias
$C_{bat}$	Capacidade de carga de cada bateria
$E_A$	Energia armazenada no banco de baterias
$E_C$	Energia consumida
$E_G$	Gap
$E_p$	Energia produzida pelo módulo diariamente
$eV$	Elétron-volt
$FC$	Fluxo de caixa
$FC_0$	Investimento inicial
$G_{mensal}$	Energia mensal gerada
$GW$	Gigawatt
$Hz$	Hertz
$I$	Corrente elétrica
$i$	Período de cada investimento
$Imp$	Corrente de Máxima Potência
$I_{max}$	Capacidade de corrente do inversor
$I_{sc}$	Corrente de Curto Circuito
$I_{sc\_módulo}$	Corrente de curto-circuito do módulo
$j$	Período de cada fluxo de caixa
$KW$	Quilowatt
$KWh$	Quilowatt-hora
$KWh/m^2$	Quilowatt-hora por metro quadrado
$m$	Metro
$m^2$	Metro quadrado
$mm^2$	Milímetro quadrado
$MW$	Megawatt

$N$	Número de dias
$n$	Período final de cada investimento
$n$	Elétrons livres
$N_{BS}$	Número de baterias ligadas em série
$N_{BP}$	Número de conjuntos de baterias ligados em paralelo
$N_p$	Número de módulos
$N_{série}$	Quantidade máxima de módulos que podem ser conectados em série
$N_{paralelo}$	Quantidade máxima de arranjos que em paralelo
$p$	Lacuna
$P$	Potência elétrica
$P_D$	Profundidade de descarga das baterias
$P_{inst}$	Potência nominal do sistema calculado
$P_{módulo}$	Potência do módulo
$P_{mp}$	Potência de Pico ou Máxima Potência
$V$	Volt
$V_{(Banco)}$	Tensão do banco de baterias
$V_{i_{max}}$	Tensão máxima do inversor
$V_{mp}$	Tensão de máxima potência
$V_{oc}$	Tensão de circuito aberto
$V_{oc_{módulo}}$	Tensão total de circuito aberto do módulo
$V_{(vbat)}$	Tensão da bateria utilizada
$W/m^2$	Watt por metro quadrado
$Wh/m^2$	Watt-hora por metro quadrado

## SUMÁRIO

<b>1 INTRODUÇÃO .....</b>	<b>17</b>
1.1 Objetivos .....	21
1.1.1 Objetivo geral.....	21
1.1.2 Objetivos específicos .....	22
1.2 Justificativa .....	22
1.3 Metodologia .....	23
<b>2 REFERENCIAL TEÓRICO.....</b>	<b>24</b>
2.1 Energia Solar .....	24
2.2 Curto histórico da energia fotovoltaica .....	27
2.2.1 Situação da geração solar no Brasil e no mundo.....	29
2.3 Conversão fotovoltaica.....	31
2.3.1 Diferença entre célula, módulo e arranjo e sistemas fotovoltaicos .....	34
2.3.2 Tipos de células fotovoltaicas .....	35
2.4 Tipos de Sistemas Fotovoltaicos.....	39
2.4.1 Sistemas fotovoltaicos conectados à rede ( <i>on-grid</i> ) .....	40
2.4.2 Sistemas fotovoltaicos Autônomos ( <i>off-grid</i> ).....	42
2.4.3 Sistemas fotovoltaicos híbridos .....	45
2.5 Módulos fotovoltaicos.....	47
2.5.1 Características elétricas dos módulos fotovoltaicos.....	50
2.5.2 Resistência à corrente inversa.....	52
2.5.3 Conjuntos ou arranjos Fotovoltaicos.....	54
2.5.4 Sombreamento de módulos fotovoltaicos .....	56
2.6 Inversor .....	58
2.6.1 Princípio de funcionamento .....	59
2.6.2 Inversores autônomos .....	61

2.6.3 Inversores para conexão à rede elétrica.....	62
2.7 Baterias.....	64
2.7.1 Banco de baterias.....	64
2.8 Controlador de carga.....	65
2.8.1 Controladores de cargas PWM e MPPT.....	67
2.9 Medidor bidirecional.....	67
2.10 Instalação elétrica.....	68
2.11 Aterramento.....	69
2.12 Manutenção.....	69
2.13 Indicadores para análise da viabilidade econômica do projeto.....	69
2.13.1 Fluxo de caixa.....	69
2.13.2 Valor presente líquido.....	70
2.13.3 Taxa interna de retorno.....	71
2.13.4 <i>Payback</i> .....	71
<b>3 ESTUDO DE CASO.....</b>	<b>72</b>
3.1 Caso 1 – sistema <i>on-grid</i> .....	72
3.1.1 Dados do local.....	72
3.1.2 Dimensionamento.....	75
3.1.3 Instalação elétrica.....	82
3.1.4 Condutores.....	83
3.1.5 Proteção.....	84
3.1.6 Orçamento.....	85
3.2 Caso 2 – sistema <i>off-grid</i> .....	85
3.2.1 Dados do local.....	85
3.2.2 Dimensionamento.....	86
3.2.3 Instalação elétrica.....	95

<b>4 VIABILIDADE ECONÔMICA .....</b>	<b>97</b>
4.1 Taxas e tributações.....	97
4.2 Estudo de caso 1 .....	97
4.3 Estudo de caso 2 .....	100
<b>5 CONCLUSÃO .....</b>	<b>104</b>
<b>REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....</b>	<b>105</b>
<b>APÊNDICE A – DIAGRAMA UNIFILAR DO SISTEMA ON-GRID .....</b>	<b>112</b>
<b>ANEXO A – CATÁLOGO DO MÓDULO UTILIZADO NO ESTUDO .....</b>	<b>114</b>
<b>ANEXO B – CATÁLOGO DO INVERSOR UTILIZADO NO ESTUDO .....</b>	<b>117</b>
<b>ANEXO C – TABELAS PARA DIMENSIONAMENTO DOS CABOS .....</b>	<b>122</b>
<b>ANEXO D – CATÁLOGO TÉCNICO BATERIA ESTACIONÁRIA UTILIZADO .....</b>	<b>125</b>
<b>ANEXO E – CATÁLOGO DO MÓDULO UTILIZADO NO ESTUDO DE CASO 2 ..</b>	<b>132</b>
<b>ANEXO F – CATÁLOGO DO CONTROLADOR DE CARGA UTILIZADO .....</b>	<b>135</b>
<b>ANEXO G – CATÁLOGO DO INVERSOR UTILIZADO NO ESTUDO .....</b>	<b>138</b>



**ANEXO H – TABELA DE CABOS PARA INSTALAÇÕES DE ENERGIA..... 142**

## 1 INTRODUÇÃO

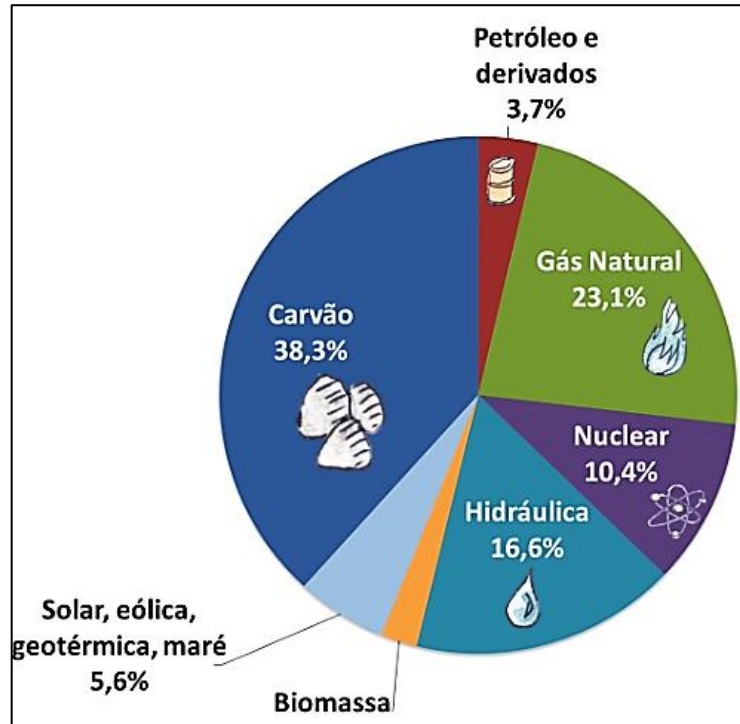
O sol é a estrela que mais se aproxima do planeta terra, por este motivo, o planeta recebe uma enorme quantidade de energia, nas formas de luz e calor. Quando se fala em energia, deve-se lembrar de que o Sol é responsável pela origem de praticamente todas as outras fontes de energia, com poucas exceções. Em outras palavras, as fontes de energia são, em última instância, derivadas em sua maioria da energia solar (PINHO; GALDINO, 2014).

É através da energia solar que se altera o estado físico da água, resultando nas chuvas e no derretimento do degelo, dando-se origem ao processo migratório das águas dos rios, para que essa possa ser represada e aproveitada para mover turbinas de usinas hidroelétricas. É a partir da energia solar que as plantas realizam o processo fotossíntese e se desenvolvem, para que futuramente possam ser utilizadas como fonte de energia da biomassa. Até mesmo o petróleo, o carvão e o gás natural têm origem da energia solar, pois os mesmos são resultados do processo da decomposição de matérias orgânicas de eras passadas. É também por meio da radiação solar que as massas de ar são aquecidas, ocasionando diferenças de temperaturas e pressão, que se resultam em ventos, que são aproveitados nos aerogeradores dos parques eólicos (VILLALVA; GAZOLI, 2012).

Com o aumento acelerado da demanda de energia elétrica mundial, surgiu a necessidade de diminuir a dependência de combustíveis fósseis, que durante anos tem sido o principal degradador ao meio ambiente, sendo responsáveis pela intensificação do efeito estufa e pelo agravamento dos problemas vinculados ao aquecimento global. Desta forma a preferência pela utilização de fontes de energia que não poluem ao meio ambiente, têm levado à busca de novas fontes de energia para a geração de eletricidade.

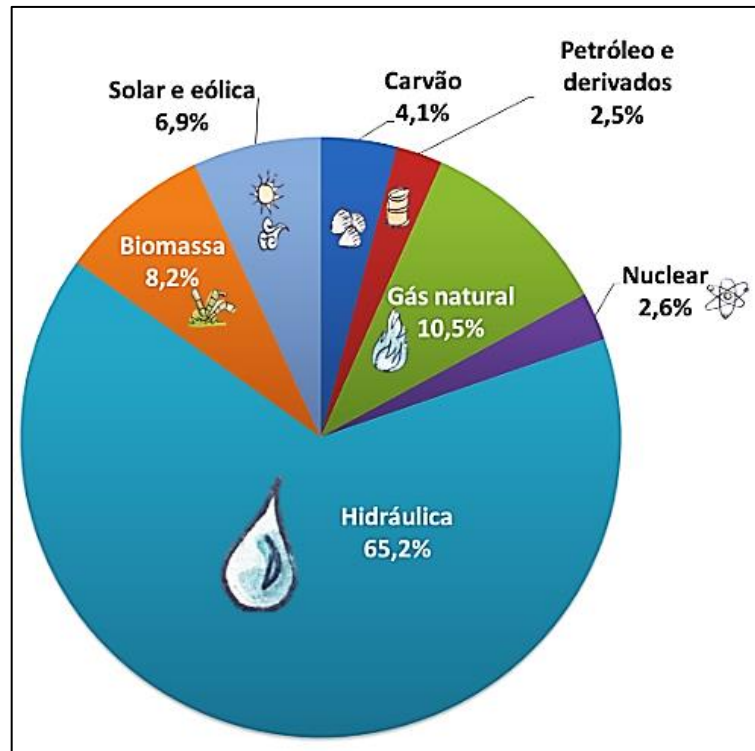
Embora a grande parte do mundo possui a geração de energia elétrica baseada, principalmente, por fontes não renováveis, como o carvão, petróleo e o gás natural, a matriz elétrica brasileira está voltada para fontes renováveis de energia, visto que grande parte da energia elétrica gerada no Brasil provém de usinas hidroelétricas, contribuindo para que a matriz elétrica brasileira continue sendo, em sua maior parte, renovável, como é apresentado na Figura 1 e Figura 2, representando a diferença entre a matriz elétrica mundial para a matriz elétrica brasileira (EPE, 2018).

Figura 1– Matriz elétrica mundial



Fonte: EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (2018).

Figura 2 - Matriz elétrica Brasileira



Fonte: EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (2018).

Embora o Brasil possua uma das matrizes elétrica mais renováveis do mundo, com aproximadamente 75% de fontes renováveis, cerca de 1 milhão de residências ainda não possuem acesso à energia elétrica, devido ao difícil acesso, e a distância entre o consumidor e a rede de distribuição. Uma forma de reverter essa situação seria através da implementação de sistemas de energia fotovoltaicos. (ROMÃO, 2017).

De acordo com Solar (2017), o Brasil é um país extremamente privilegiado em termos de radiação solar. A título de comparação, Santa Catarina, que é o estado brasileiro com os menores índices de radiação, recebe 40% mais radiação que a região com os melhores índices da Alemanha, que é um dos países líderes na implantação desta tecnologia. Ou seja, o mesmo sistema gera no mínimo, 40% mais energia no Brasil se comparado à Alemanha. A irradiação solar no Brasil é muito maior que em outros países que adotam a geração fotovoltaica em grande escala, conforme é apresentado pela Tabela 1.

Tabela 1- Radiação Solar

RADIÇÃO SOLAR kWh/m <sup>2</sup> dia				
País	Mínima	Máxima	Média	Área (Mil. Km <sup>2</sup> )
Alemanha	2,47	3,42	2,95	357.02
França	2,47	4,52	3,49	543.97
Espanha	3,29	5,07	4,18	504.97
Brasil	4,25	6,75	5,5	8.515,77

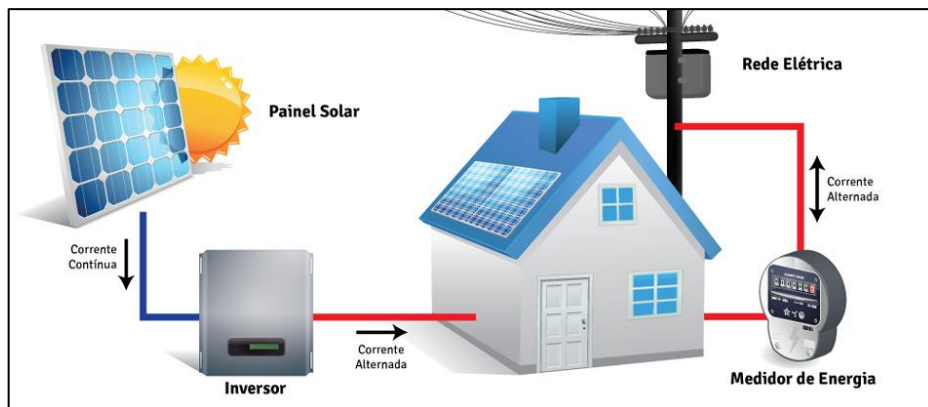
Fonte: Adaptado de PRISMA ENERGIA SOLAR (2017).

A energia solar é hoje, umas das alternativas energéticas mais promissoras para a humanidade, fornecendo energia necessária para o desenvolvimento humano. A energia solar fotovoltaica é a energia obtida através da conversão direta da luz do sol em eletricidade, isso ocorre através de um efeito chamado fotovoltaico que é o aparecimento de uma diferença de potencial nas extremidades de material semicondutor, produzida pela absorção da luz (SOLAR, 2016).

Nos últimos anos, inúmeras aplicações de sistemas fotovoltaicos, utilizando a energia solar como fonte de energia elétrica foram implementados, como os sistemas conectados à rede, sistemas autônomos e os sistemas híbridos.

Os sistemas fotovoltaicos *on-grid*, como é apresentado pela Figura 3, é aquele conectado com a rede elétrica da distribuidora, por questões de segurança quando há a falta de energia elétrica na rede o sistema fotovoltaico se desconecta automaticamente para assim, evitar acidentes em uma eventual manutenção na rede. Tendo como principal objetivo a redução da dependência e consumo da energia elétrica da rede de distribuição (CRESESB, 2008).

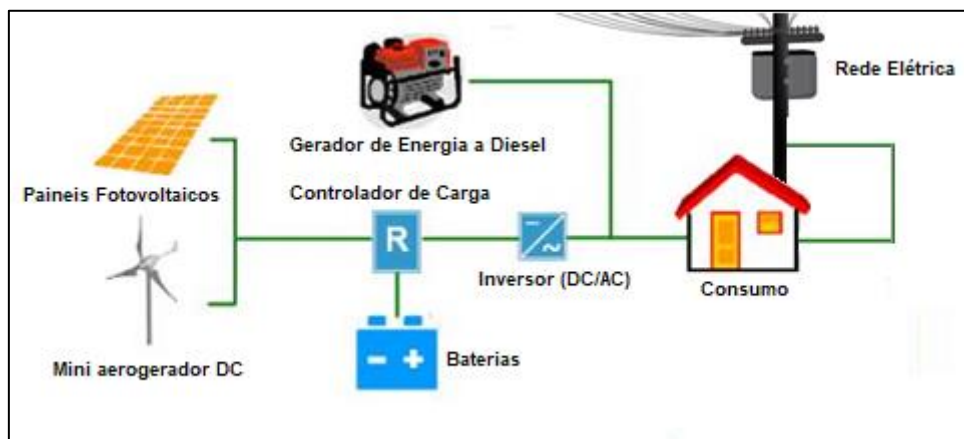
Figura 3- Sistema on-grid.



Fonte: BRASIL SOLAR (2016).

Os sistemas híbridos são aqueles que, que apresentam várias fontes de geração de energia tais como: eólico, diesel, solar, eólico, solar, rede elétricas, gás entre outros, sendo representado através da Figura 4 (CRESESB, 2008).

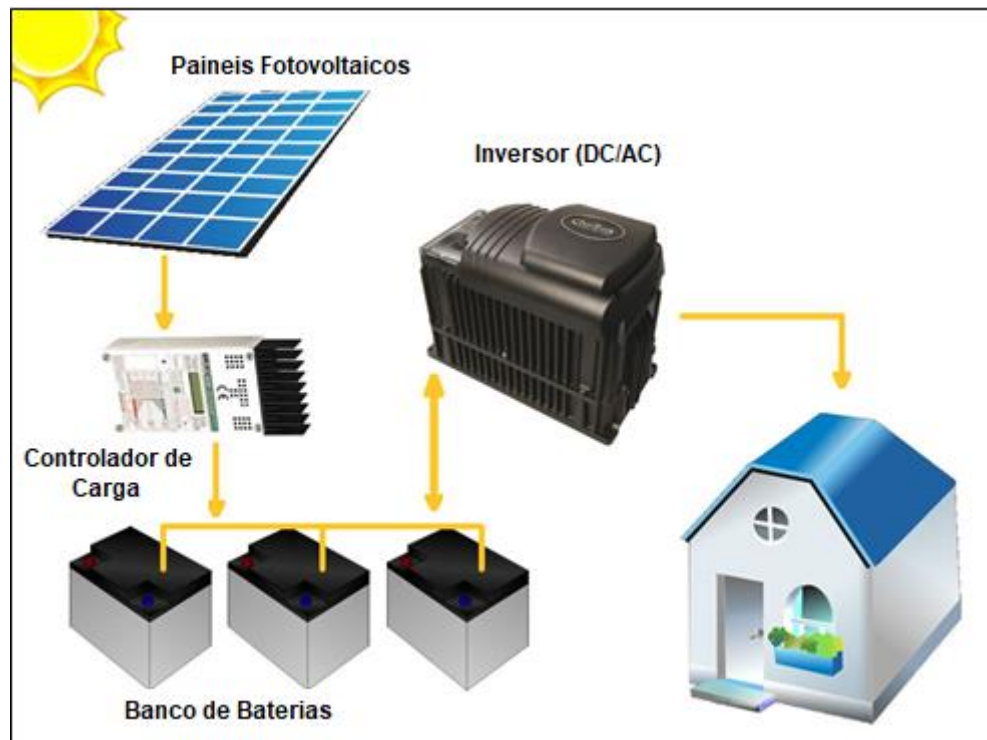
Figura 4- Sistema Híbrido



Fonte: BARLOVENTO (2015).

Já os sistemas *off-grid* são aqueles sistemas autônomos, isolados da rede de distribuição de energia elétrica, que se sustentam através de baterias, quando há a necessidade de armazenamento de energia elétrica, como é demonstrado através da Figura 5 (CRESESB, 2008).

Figura 5- Sistema off-grid



Fonte: BRASIL SOLAR (2016).

## 1.1 Objetivos

Os objetivos estão divididos da seguinte forma: Objetivo Geral e Objetivos Específicos conforme a seguir.

### 1.1.1 Objetivo geral

O presente trabalho investiga o estudo da viabilidade econômica da implementação de um sistema fotovoltaico *on-grid* e outro *off-grid*, para uma pequena propriedade rural, pertencente ao Sr. Natánias Delfino, localizada no município de Ji-Paraná – RO. Com objetivo de demonstrar qual dos tipos de sistemas fotovoltaico se

mostrará mais viável para atender as necessidades enfrentadas pelo produtor rural Natánias Delfino.

### 1.1.2 Objetivos específicos

- Pesquisar os tipos de células fotovoltaicas disponíveis no mercado e qual a matéria de sua composição;
- Estudar os tipos de sistemas fotovoltaicos existentes no mercado;
- Apresentar as vantagens e desvantagens de cada um sistema;
- Estudar os componentes básicos de um sistema fotovoltaico *On-grid*, *off-grid*;
- Dimensionar um sistema *on-grid* e outro *off-grid*;
- Apresentar um estudo de viabilidade econômica;
- Desenvolver um projeto elétrico do sistema fotovoltaico que se mostrar mais eficiente.

## 1.2 Justificativa

Devido ao crescimento do consumo da energia elétrica no Brasil, aliado ao grande aumento das tarifas de energia verificado nos últimos anos em todo o país, motivou a exploração de novas fontes de energia a qual, garantem ao consumidor uma estabilidade energética e redução de custos. Além disso, a utilização de fontes de energia renováveis tanto no campo, quanto em zonas urbanas, é também uma forma de evitar novos impactos ambientais causados pelas grandes inundações das barragens das hidroelétricas, processo pelo qual gera grandes problemas ambientais.

A utilização de uma fonte de energia renovável é um dos grandes mercados que se abrem para a implementação da energia fotovoltaica no mercado rural, isso se deve ao fato de que, na maioria das vezes, a energia proveniente da rede rural, além de possuir um alto custo, ainda costuma ter uma péssima qualidade de energia afetando diretamente os equipamentos nela conectados. Diante desse cenário, surge-se a necessidade da exploração de uma fonte de energia alternativa, utilizando um sistema de energia sustentável e inesgotável, por meio de um sistema fotovoltaico destinado à atender uma pequena propriedade rural.

### 1.3 Metodologia

Este trabalho dar-se com base em revisões bibliográficas, com propósito de elaborar dois estudos de caso, sendo um sistema fotovoltaico *on-grid* e o outro um sistema fotovoltaico *off-grid*, com intuito de demonstrar qual dos dois sistemas é o mais viável.

Para a realização do dimensionamento dos sistemas, é necessário considerar alguns pontos importantes tais como, as Resoluções Normativas que abrangem esses tipos de sistemas, o consumo diário da residência, a incidência da radiação solar do local, o rendimento do sistema e o tipo de instalação. Além do dimensionamento, realizou-se um orçamento para subseqüentemente verificar uma análise quantitativa de viabilidade econômica.

Com base na análise quantitativa do estudo da viabilidade econômica, pretende-se apresentar o tempo de retorno do investimento, a vida útil dos componentes e principalmente a eficiência do projeto.

Este trabalho está estruturado em 5 capítulos, sendo que o Capítulo 1 introdutório, o Capítulo 2 aborda o referencial teórico, parte onde se apoia as principais diretrizes para elaboração de um sistema fotovoltaico e os principais elementos matemáticos para elaboração da análise da viabilidade econômica.

No Capítulo 3, realizaram-se os dois estudos de casos propostos, descrevendo detalhadamente o dimensionamento do sistema *on-grid* e do sistema *off-grid*.

No Capítulo 4, apresenta à análise da viabilidade econômica dos dois estudos de casos.

O Capítulo 5 apresenta as conclusões referentes ao trabalho desenvolvido.



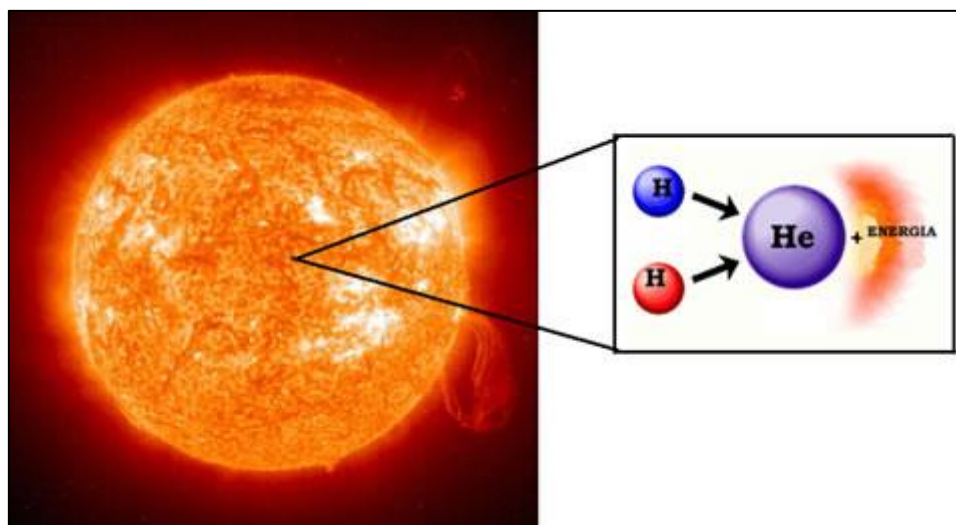
## 2 REFERENCIAL TEÓRICO

### 2.1 Energia Solar

Estima-se que anualmente o Sol fornece ao planeta terra aproximadamente  $1,5 \times 10^{18}$  kWh de energia. Valor pelo qual atenderia 10000 vezes a todo o consumo mundial em um mesmo período, este fato vem indicar que, além de ser responsável pela manutenção da vida na Terra, a radiação solar constitui-se numa fonte de energia limpa e inesgotável na escala de vida terrestre. Porém, mesmo que com toda essa capacidade apenas uma pequena parte dessa energia é aproveitada (CRESESB, 2006).

A energia solar, provém de um processo denominado fusão nuclear onde átomos de hidrogênio se fundem originando átomos de hélio conforme é mostrado na figura 6. Essa união também libera luz e calor, A energia irradiada é transmitida para o planeta Terra através do espaço na forma de radiação eletromagnética.

Figura 6 - Ilustração do Processo de Fusão Nuclear Solar



Fonte: FOGAÇA (2016).

Toda radiação solar que atinge uma superfície horizontal do solo é formada por raios que chegam de todas as direções sendo absorvidos, refletidos e espalhados por moléculas de ar, vapor, poeira e nuvens. A radiação global é a soma da radiação direta mais a radiação difusa (VILLALVA; GAZOLI, 2012).

A radiação difusa corresponde aos raios solares que chegam indiretamente a superfície, é a consequência da difração da luz na atmosfera terrestre e da reflexão

da em poeiras, nuvens, e outros objetos. Já a radiação direta e a radiação recebida diretamente do Sol (VILLALVA; GAZOLI, 2012).

Segundo nos relata Pereira et al. (2006), a média anual de irradiação global brasileira apresenta uma grande uniformidade, com médias relativamente altas em todo o território nacional. Os valores de radiação solar global incidente em qualquer região do território brasileiro (1500 – 2500 Wh/m<sup>2</sup>) são superiores aos da maioria dos países que se utilizam da radiação solar como fonte de energia alternativa, como por exemplo países europeus como a França (900 -1650 Wh/m<sup>2</sup>), Espanha (1200 - 1850 Wh/m<sup>2</sup>) e a Alemanha (900-1250 Wh/m<sup>2</sup>), onde projetos para aproveitamento de recursos solares, são amplamente disseminados.

De acordo com a Boreal Solar (2016), o Brasil por estar localizado próximo à linha do Equador, recebe uma grande quantidade de incidência solar, é o país que mais recebe irradiação solar no mundo. Devida sua pouca variação climática ao longo das estações do ano a região Nordeste é a região que maior apresenta disponibilidade energética, com uma radiação média global de 5,9 Kwh/m<sup>2</sup> como é apresentado pela tabela 2.

Tabela 2– Potencial anual de energia solar em cada região do Brasil.

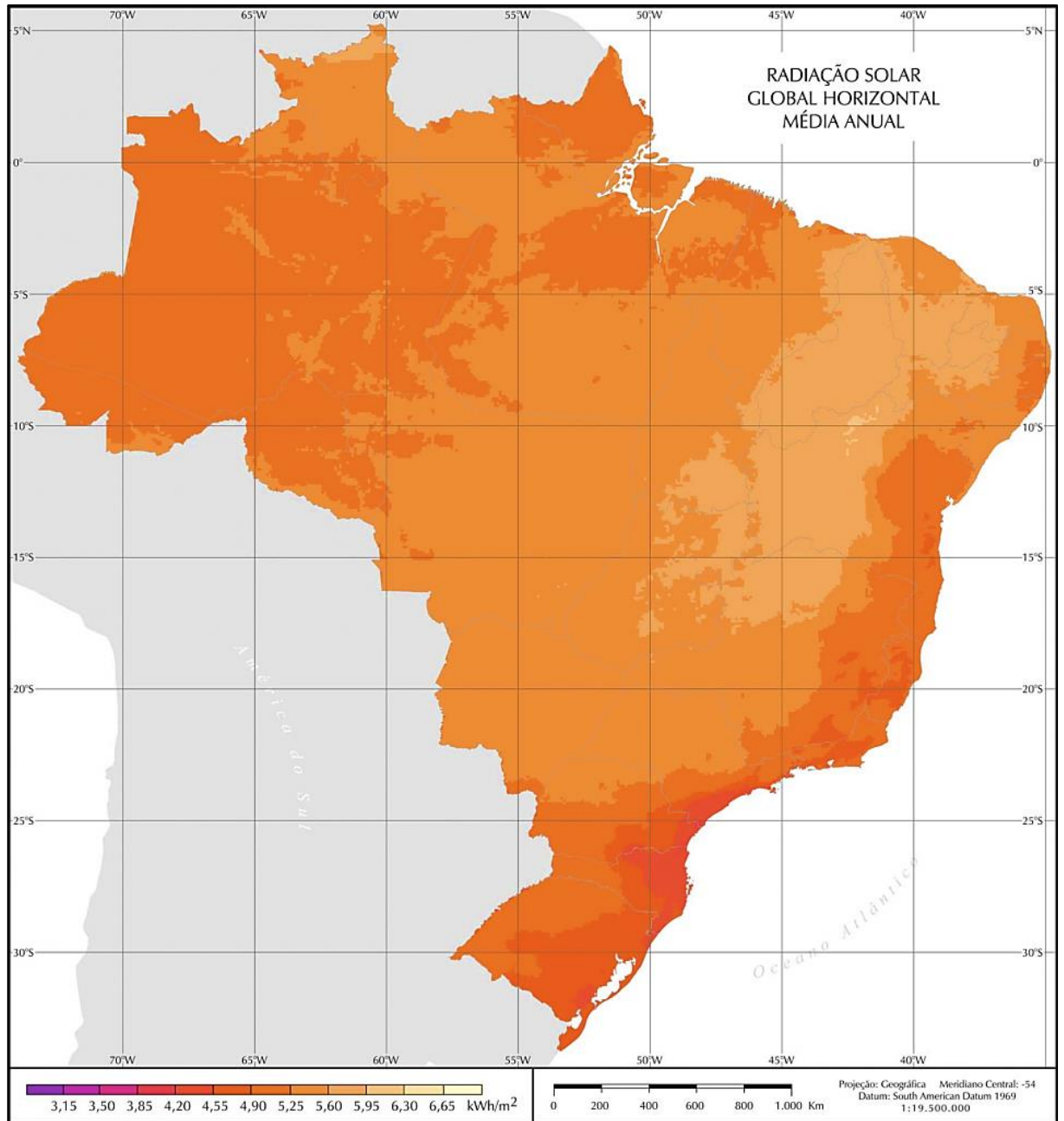
<b>Potencial anual médio de energia solar</b>	
<b>Região</b>	<b>Radiação Global Média (em kWh/m<sup>2</sup>)</b>
Nordeste	5,90
Centro-Oeste	5,70
Sudeste	5,60
Norte	5,50
Sul	5,00

Fonte: Adaptado de BOREAL SOLAR (2016).

Para Pereira et al. (2006), o mapa apresentado na Figura 7 mostra a média anual do total de irradiação solar global incidente no território brasileiro. Os valores máximos de incidência solar são notados a oeste da região Nordestina, englobando parcialmente o norte do estado de Minas Gerais, abrangendo o nordeste do estado de Goiás e o sul de Tocantins. Mesmo que com todas as diversidades climáticas observadas no Brasil, denota-se que a média anual de irradiação global apresenta uma boa uniformidade, com médias anuais relativamente altas em todo o país. O valor máximo de irradiação global no Brasil ocorre no Norte do estado da Bahia, próximo à

fronteira do estado do Piauí onde os níveis de irradiação global chegam aos níveis de  $6,5 \text{ kWh} / \text{m}^2$ , essa área apresenta um clima semiárido de baixa nebulosidade e alta incidência de irradiação solar.

Figura 7 – Média anual da radiação solar global no Brasil.



Fonte: PEREIRA et al. (2006).

## 2.2 Curto histórico da energia fotovoltaica

Embora a energia solar tenha encontrado recentemente um papel dinâmico e estabelecido no mercado das energias renováveis, há uma longa história que separa sua criação até sua consolidação no mercado, como fonte de energia alternativa.

A princípio, a humanidade está ligada à utilização da energia solar desde o século VII a.C., quando evidências históricas nos revelam que os humanos usavam a luz solar para acender fogueiras com materiais de vidro como lupa. Mais tarde, no século III a.C., os gregos e romanos eram conhecidos por aproveitar a energia solar com espelhos para acender tochas para cerimônias religiosas. Que ficaram conhecidos como “espelhos queimadores”. Que também foram utilizados pela civilização chinesa que documentaram o seu uso para o mesmo propósito no final do ano 20 d.C. (FONTES, 2017).

Outro uso precoce da utilização da energia solar, que ainda é utilizada e popular nos dias atuais é o conceito de “salas solares” em edificações, os quais se utilizam de grandes janelas devidamente direcionadas para se obter uma maior captação da luz solar, concentrando essa luz em um único ponto. Similares as icônicas casas de banho romanas. Este mesmo modelo de uso da energia solar foi utilizado por ancestrais dos nativos americanos na América do Norte, conhecidos como *Anasazi*, em 1200 d.C., os quais, se acomodavam em moradias voltadas para o Sul, em penhascos, para capturar o calor do sol durante os meses frios do inverno (FONTES, 2017).

A história que há por trás do desenvolvimento da tecnologia das células solares, relatam que foi um processo bem interativo, resultado de várias contribuições, de diferentes trabalhos científicos em diversas linhas de pesquisas. Entre tanto há um debate no mundo científico de quando exatamente elas foram criadas, e a quem deve ser creditado pela sua criação.

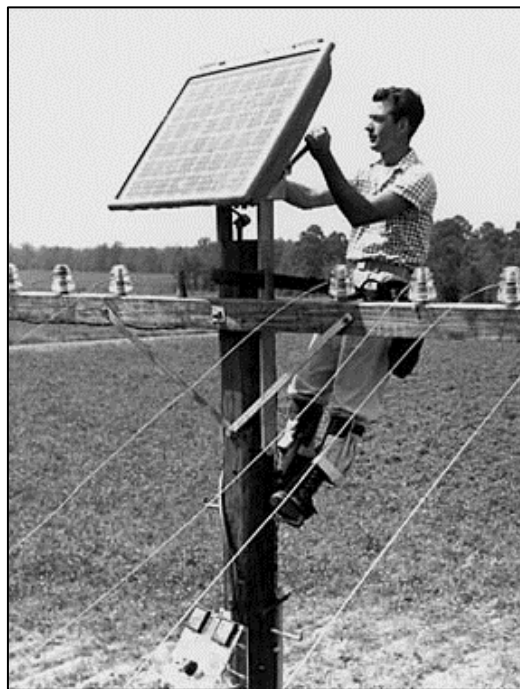
Contudo a grande parte da comunidade científica credita a invenção das células solares ao cientista francês Alexandre-Edmond Becquerel, que em 1839, mergulhou duas placas de latão em um líquido condutor, ao incidir uma luz sobre as placas, Becquerel constatou o surgimento de uma corrente elétrica decorrente desse processo. Sendo conhecido como efeito fotovoltaico, dando início a um lento processo de desenvolvimento dessa tecnologia (BALFOUR; SHAW; NASH, 2016).

Em 1873, o engenheiro eletricitista Willoughby Smith, notou que o elemento selênio possuía propriedades fotocondutivas, abrindo caminho para a criação da primeira célula solar, criada em 1880 por Charles Fritts apresentando uma eficiência de conversão de aproximadamente 1%, provando que era possível produzir eletricidade através da energia solar (BALFOUR; SHAW; NASH, 2016).

Contudo, considera-se que a era moderna da energia solar teve início em 1954 quando Calvin Fuller, Daryl Chapin e Gerald Pearson, desenvolveram o processo de dopagem do silício. Esse processo possibilitou o desenvolvimento de células que exibiam uma eficiência entre 4 e 6 por cento (FONTES, 2017).

A primeira aparição da célula solar de Chapin, Fuller e Pearson foi formalmente apresentada na reunião da National Academy of Sciences, em Washington, em 1954, no ano seguinte a célula de silício teve sua primeira aplicação sendo utilizada para alimentar uma rede telefônica na cidade de Americus, no estado da Geórgia, como é demonstrado na Figura 8, embora os resultados se mostraram promissores, o módulo solar ficou em funcionamento por aproximadamente 5 meses (VALLÊRA; BRITO, 2006).

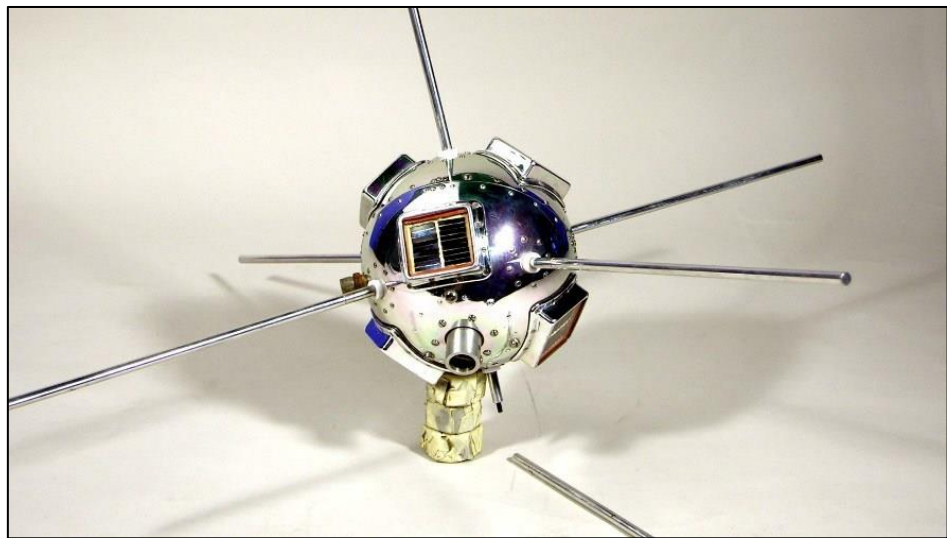
Figura 8 – Primeira aplicação da célula solar



Fonte: IST (2004).

No entanto, os altos custos dos módulos solares, tornavam sua comercialização economicamente inviável. Pelo que a sua utilização só podia ser economicamente competitiva em aplicações específicas, como, por exemplo, na indústria aeroespacial, em 1958, os módulos solares encontrou sua primeira aplicação espacial, sendo empregado no satélite Vanguard I como é demonstrado pela Figura 9, lançado ao espaço com um pequeno modulo solar, de apenas 1 Watt de potência, que tinha por finalidade a alimentação de seu rádio (FONTES, 2017).

Figura 9 – Primeira aplicação da célula solar



Fonte: JOHN (2015).

No mesmo ano em que Vanguard I foi lançada ao espaço, os satélites Vanguard II, Explorer III e o Sputnik III, também foram lançados com módulos solares ao espaço. A combinação entre os módulos solares e a expansão do mercado aeroespacial se tornou-se cada vez mais promitente, com o alto desenvolvimento e avanços tecnológicos dos materiais semicondutores, alavancou ainda mais a utilização no mercado aeroespacial, nos dias atuais a estação internacional espacial (EEI) e o Telescópio espacial Hubble (HST), são a prova que a energia solar contribuiu em muito para o crescimento da exploração espacial humana (FONTES, 2017).

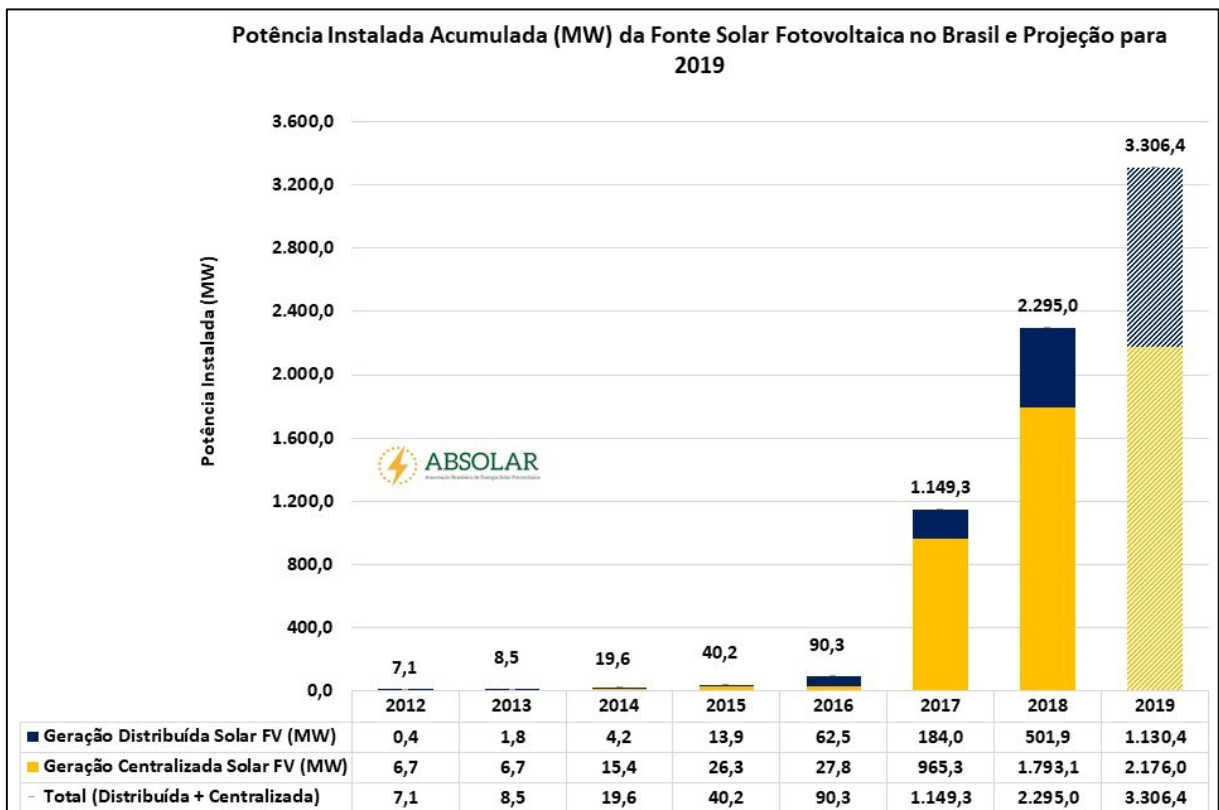
### 2.2.1 Situação da geração solar no Brasil e no mundo

Com um grande potencial energético o Brasil possui uma das melhores condições no mundo para geração de energia solar. Para o ano de 2019, especialista

estimam um crescimento de 44% em sua capacidade de carga instalada, o que levaria o Brasil a uma histórica marca de 3,3 gigawatts (GW) em operação (ESTADÃO, 2019).

O ano de 2019 deve literalmente marca uma virada para o mercado solar brasileiro, de acordo com Estadão (2019), essa expansão tem sido puxada pelo alto crescimento da geração distribuída (GD) no país, estima-se que novos projetos de GD deverão contribuir com um acréscimo de 628,5 megawatts (MW), um crescimento de 125%, em contrapartida projetos de usinas fotovoltaicas devem somar um total de 383 MW até o final de 2019, tendo um avanço de 21%, a Figura 10 ilustra a potência em carga instalada e a projeção para 2019.

Figura 10 – Potência em carga instalada e a projeção para 2019.



Fonte: Adaptado PORTAL SOLAR (2019).

Grande parte deste crescimento da geração solar, deve-se ao expressivo aumento das tarifas de energia no Brasil que desde 2015 sofrem com os altos preços dos reajustes tarifários impostas pelas concessionárias de energia do país, seguido de uma ampla redução nos custos de equipamentos e componentes fotovoltaicos e da recuperação dos valores investidos em curtos prazos (ESTADÃO, 2019).

Atualmente o mercado mundial da energia solar é dominado pela China com uma potência de carga instalada de 131 GW de potência, os americanos têm o segundo maior potencial de carga instalada totalizando 51 GW de potência instalada, o Brasil apesar de não figurar entre os países líderes em energia solar, está entre as 30 nações que mais utilizam desse meio como fonte de energia, entretanto demonstra um alto crescimento nessa forma de geração, especialistas no assunto estimam que até 2030 o país esteja entre os 5 primeiros países líderes na geração de energia solar (REIS, 2018).

### **2.3 Conversão fotovoltaica**

A conversão da energia contida na radiação eletromagnética do Sol em energia elétrica é um fenômeno físico conhecido como efeito fotovoltaico, este fenômeno é decorrente em certos tipos de materiais semicondutores com capacidade de absorver a energia nos fótons, transformando-a em eletricidade (VILLALVA; GAZOLI, 2012).

A energia que é absorvida por esses materiais quebra as ligações químicas entre as moléculas presentes em suas estruturas, deste modo, cargas elétricas são liberadas para realização de trabalho. A utilização de materiais semicondutores para o uso de dispositivos de conversão fotovoltaica é constituída de elementos capazes de absorver a energia da radiação solar e transferir parte dessa energia para os elétrons. Produzindo, assim, pares de portadores de cargas, denominados de (elétrons e lacunas), (ZILLES et al., 2012).

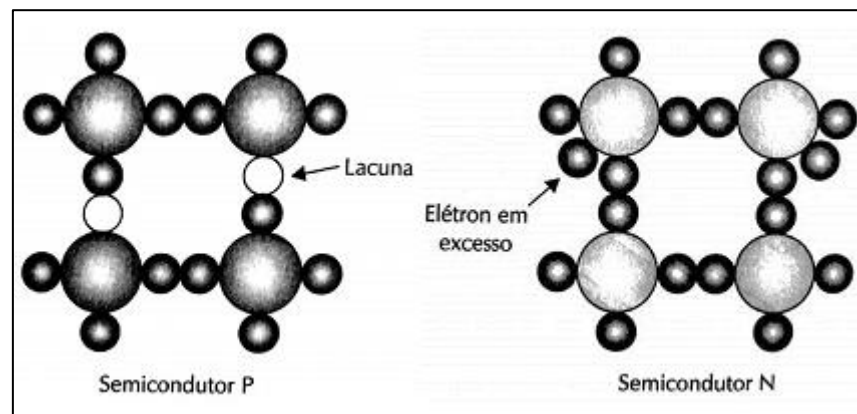
As camadas semicondutoras das células solares, podem ser fabricadas de vários materiais diferentes, sendo o silício o mais utilizado pelas indústrias de dispositivos de conversão fotovoltaica, estima-se que 95% de todas as células fotovoltaicas utilizadas no mercado mundial, seja de silício (Si) variando entre silício monocristalino, policristalino e amorfo, uma das razões pelo o qual do domínio do silício como elemento mais utilizado na fabricação de células deve-se ao fato de que o mesmo, é um material muito abundante e barato. Entretanto outros materiais também são utilizados, entre eles se encontram: arseneto de gálio (GaAs); disseleneto de cobre e índio ( $\text{CuInSe}_2$ ); disseleneto de cobre, gálio e índio ( $\text{CuInGaSe}_2$ ) e telureto de cádmio ( $\text{CdTe}$ ), (ZILLES et al., 2012).

Um elemento semicondutor é um material que não pode ser classificado como um condutor elétrico nem como isolante. Suas características podem ser alteradas



graças ao processo de dopagem, que consiste na adição de impurezas em um elemento químico semiconductor puro, como Germânio ou o silício. Com o desígnio de dotá-lo de propriedades de condução. A inserção de impurezas como o Boro, um elemento trivalente, provoca o aparecimento de cargas positivas (“lacunas”) p, enquanto que a adição de Fósforo, um elemento pentavalente, provoca o aparecimento de cargas negativas (“elétrons livres”) n, a Figura 11 ilustra a estrutura molecular de um material semicondutores dopados com impurezas p, n, provocando o aparecimento de elétrons e lacunas (ZILLES et al., 2012).

Figura 11 – Estruturas moleculares de semicondutores P e N



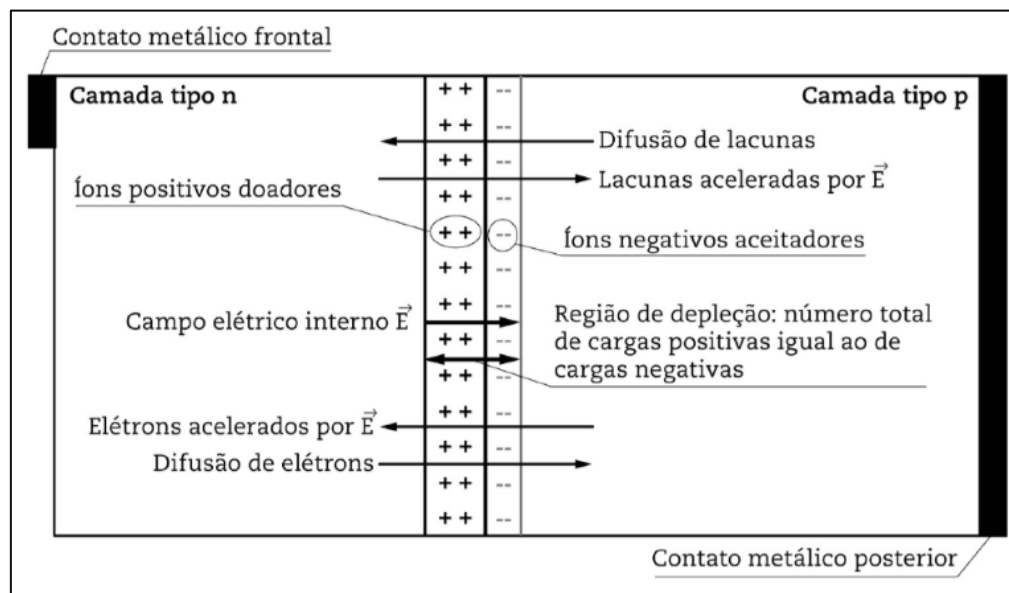
Fonte: VILLALVA E GAZOLI (2012).

Primeiramente o semiconductor intrínseco, ou seja, no seu estado puro, é dopado com a adição de Boro para a formação da região p. levando esse semiconductor a uma deficiência de elétrons, conhecido como “lacunas” ou simplesmente “buracos”, definindo essa região como uma região de cargas positivas do tipo receptor, em sua banda de valência. Para a formação de uma região do tipo n é necessário a adição do material dopante do tipo doador, sendo utilizado o Fósforo que resulta no aparecimento de elétrons livres. Entre as regiões tipo p e tipo n forma-se a junção p-n, que tem como principal função, a formação de um campo elétrico responsável pela conversão fotovoltaica (ZILLES et al., 2012).

Com a dopagem, a região n fica com uma alta concentração de elétrons que tendem a migrar para a região p. Concomitantemente, na região p, a qual está com alta concentração de lacunas, haverá o fluxo destas para a região n. Porém quando o elétron caminha do lado n para o lado p, deixa para trás um íon doador positivo no lado n, exatamente na junção. De forma similar, quando uma lacuna deixa o lado p para o lado n, deixa para trás um íon aceitador negativo no lado p. Se um grande número de elétrons e lacunas

tráfega através da junção, um grande número de cargas, íons positivos e negativos fixos, é deixado nos limites da junção. Esses íons fixados, como resultado da lei de Gauss, produzem um campo elétrico que se origina nos íons positivos e termina nos íons negativos. Conseqüentemente, o número de íons positivos no lado n da junção deve ser igual ao número de íons negativos do lado p da junção. Então, na junção p-n, surge um campo elétrico em razão dessa difusão de elétrons e lacunas, o qual se opõe à difusão original de cargas, criando uma barreira de potencial numa região de transição entre as camadas chamada de região de depleção (em reconhecimento à diminuição da mobilidade dos portadores de carga na região). Nessa situação, a corrente associada ao fluxo de elétrons e lacunas compensa a corrente originada pelo campo elétrico, levando o semiconductor a um estado de equilíbrio elétrico, tal como mostra a Figura 12 (ZILLES et al., 2012).

Figura 12 – Junção p-n com detalhe da região de depleção.



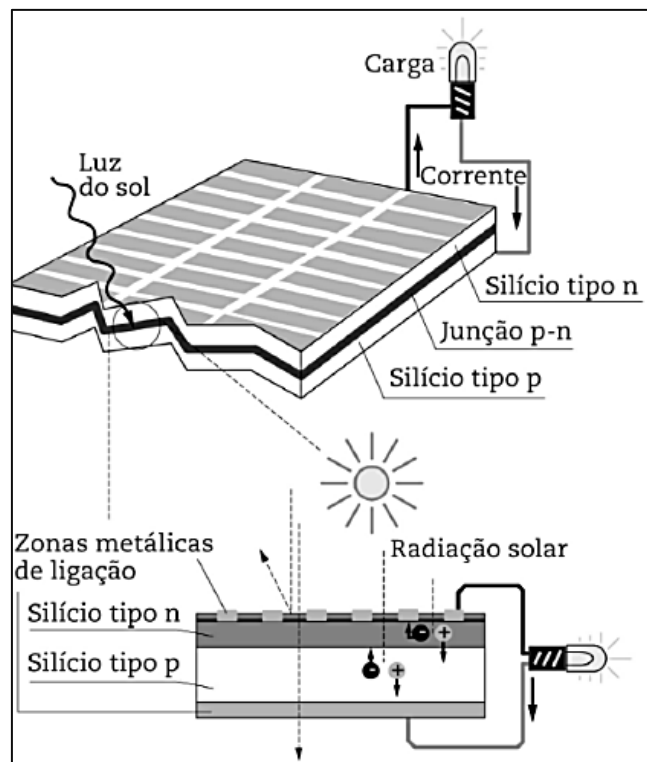
Fonte: ZILLES et al. (2012).

A energia necessária para fazer com que os elétrons mudem de uma banda para outra e denominada de energia de *gap* ( $E_G$ ), que é dada em *elétron-volt* ( $eV$ ). Quando um semiconductor é exposto a incidência de luz, seu estado de equilíbrio é quebrado. Fazendo com que o elétron da banda de valência absorva a energia do fóton, se essa energia conhecida como ( $E_G$ ), for suficiente para libertá-lo de sua ligação química ele passa para a banda de condução, criando um par de elétron-lacuna, sendo o campo elétrico responsável por atrair o elétron para a região n ao mesmo tempo que a lacuna é atraída para a região p (ZILLES et al., 2012).

Quanto maior a incidência de fótons sobre o semiconductor mais pares de elétrons-lacunas são formados e separados pelo campo, estabelecendo um desequilíbrio nas correntes da junção e estabelecimento de uma diferença de

potencial, resultante do acúmulo de portadores de cargas em cada lado da junção. Se em cada um dos lados da junção for conectado terminais metálicos, sendo interligados por um condutor elétrico, resultará em uma corrente elétrica conhecida como fotocorrente, a qual estará presente enquanto houver incidência solar sobre o semiconductor. A Figura 13 ilustra o processo de conversão fotovoltaica (ZILLES et al., 2012).

Figura 13 – Processo de conversão fotovoltaica.



Fonte: ZILLES et al. (2012).

### 2.3.1 Diferença entre célula, módulo e arranjo e sistemas fotovoltaicos

De acordo com Ideal (2016), A célula nada mais é que a unidade básica desenvolvida para realizar a conversão direta de energia solar em elétrica. O módulo é a unidade formada por um conjunto de células solares, interligadas eletricamente e encapsuladas, com o objetivo de gerar eletricidade. Já os arranjos são um ou mais módulos fotovoltaicos interligados eletricamente, montados de modo a formar uma única estrutura. Um conjunto de módulos, juntamente com equipamentos complementares (inversores e cabos), forma um sistema Fotovoltaico.

### 2.3.2 Tipos de células fotovoltaicas

Existem atualmente diversas tecnologias para a fabricação de células fotovoltaicas, mas a grande maioria das células fotovoltaicas disponíveis comercialmente utiliza o silício como elemento base de sua fabricação, sendo encontrados na forma de silício monocristalino, policristalino, filmes finos e amorfo. Embora existam diversos outros tipos de materiais como já mencionado anteriormente, o silício é o segundo elemento mais abundante na crosta terrestre, por ser um material não tóxico e disponível em abundância em nosso planeta, faz com que o silício obtenha uma ampla vantagem em relação aos outros semicondutores, outro diferencial da utilização do silício está correlacionado ao processo de fabricação de suas células, sendo um processo simples e mais barato quanto à utilização de outros materiais (VILLALVA; GAZOLI, 2012).

O silício empregado na fabricação de células fotovoltaicas é extraído do mineral quartzo, O Brasil é um dos maiores produtores de silício do mundo, possuindo as maiores reservas de quartzo de alta qualidade do mundo, entretanto mesmo sendo o maior detentor das jazidas de silício no mundo o processo de purificação e fabricação das células de silício não são realizadas no Brasil. A Figura 14 mostra um bloco de silício ultrapuro (FATOR, 2016).

Figura 14 – Bloco de silício ultrapuro.



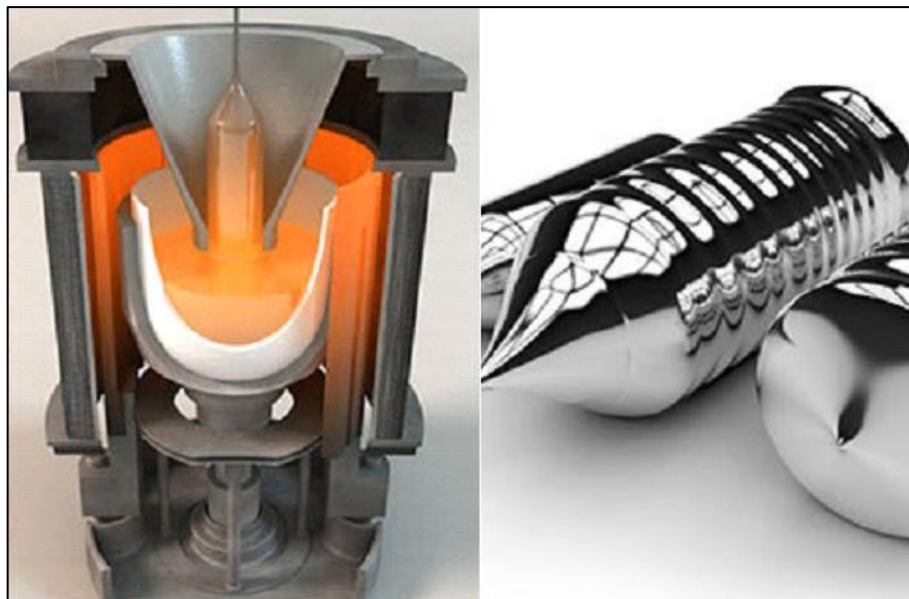
Fonte: FATOR SOLAR (2016).

#### 2.3.2.1 Célula de silício monocristalino (mono-Si)

Para a concepção das células fotovoltaicas de silício monocristalino (mono-Si), blocos de silício ultrapuro, como demonstrado pela figura 14, são aquecidos a uma

elevada temperatura sendo submetidos a um processo de formação de cristal, chamado de método de *Czochralski*. O resultado de processo é um lingote de silício monocristalino de uma única estrutura cristalina, possuindo uma organização molecular homogênea, o que lhe garante um aspecto brilhante e uniforme, a Figura 15 demonstra a o método de Czochralski e o lingote de silício monocristalino resultado desse processo (PORTAL, 2017).

Figura 15– Método do processo de Czochralski (à esquerda) e o lingote de silício monocristalino (á esquerda)



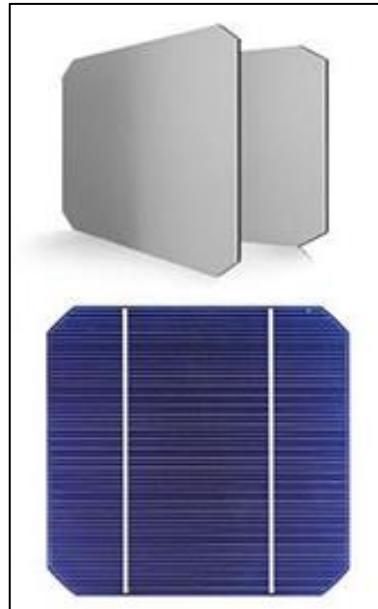
Fonte: PORTAL (2017).

Após a obtenção do lingote, ele é serrado e fatiado para produzir *wafers*, que são finas chapas de silício que não possuem as propriedades de uma célula fotovoltaica. Após esse processo, os *wafers* são submetidos ao processo de dopagem onde recebem impurezas em ambos os lados para formar as camadas de silício p e n, que constitui a base de funcionamento da célula fotovoltaica (VILLALVA; GAZOLI, 2012).

Por último a célula semiacabada, recebe em uma de suas faces uma película metálica, enquanto que a outra face a qual receberá a luz solar, recebe uma grade metálica e uma camada de material antirreflexivo. O resultado final é a célula de silício monocristalino de cor azul escuro ou preta como é ilustrado pela Figura 16, com uma eficiência variando entre 15% a 18%, entretanto as células são rígidas e quebradiças,

precisando ser montadas em módulos para adquirir a resistência mecânica necessária para seu uso (VILLALVA; GAZOLI, 2012).

Figura 16 – Célula de silício monocristalino



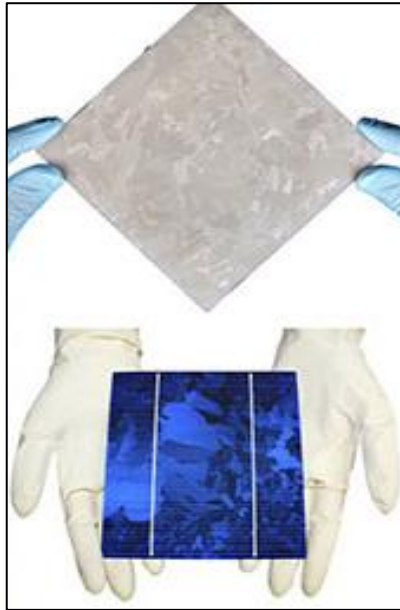
Fonte: PORTAL SOLAR (2017).

#### 2.3.2.2 Célula de silício policristalino (multi-si)

Para a produção das células de silício policristalino, também se utiliza do silício ultrapuro, no entanto a principal diferença é o método utilizado na fundição dos cristais. O silício purificado é fundido em grandes blocos, desse modo conservando a formação de múltiplos cristais por isso do nome policristalino. Após a formação do lingote policristalino, ele é serrado em pequenas fatias, para a produção de *wafers*, que posteriormente se transformaram em células fotovoltaicas (PORTAL, 2018).

A Figura 17 ilustra a imagem de uma célula de silício policristalino. Apresentam uma eficiência comercial entre 13% a 15%, ligeiramente inferiores as células de silício monocristalino, contudo seu custo de fabricação é menor, sendo o tipo de células mais comum utilizado em módulos fotovoltaicos (VILLALVA; GAZOLI, 2012).

Figura 17 – Célula de silício policristalino.



Fonte: PORTAL SOLAR (2017).

### 2.3.2.3 Célula fotovoltaica de filme fino (*thin-film*)

A células de filmes finos são uma tecnologia mais recente, tendo seu surgimento após as tecnologias das células cristalinas, já estarem consolidadas no mercado, diferentemente das células cristalinas o processo de fabricação das células de filmes finos, tem a finalidade de fabricar células com um valor comercial mais em conta, visto que, em seu processo de fabricação é mais simples, sendo fabricadas através da disposição de finas camadas de material semicondutor, sobre uma base que pode ser rígida ou flexível, além evitar o desperdício de materiais que ocorrem na serragem dos *wafers* em materiais cristalinos (FADIGAS, 2014).

Os dispositivos de filmes finos são produzidos em qualquer dimensão, e a única restrição é a área da base para a fabricação do módulo, posto que a distinção entre célula e módulo não existe, já que os módulos de filmes finos são formados por uma única célula com a dimensão de um módulo solar como e mostrado pela Figura 18.

Embora as células de filmes finos apresentarem um baixo custo de sua fabricação, essa tecnologia ainda possui uma baixa eficiência de conversão variando entre 7% a 13% em módulos comerciais. Necessitando de uma maior área para produzir a mesma quantidade de energia que se produziria com as de tecnologias cristalinas (PORTAL, 2018).

A vantagem de se utilizar as células de filmes finos, está relacionado ao melhor aproveitamento da luz solar para baixos níveis de radiação e para radiações difusa, além de possuir um excelente coeficiente de temperatura, minimizando suas perdas de geração devido ao aumento da temperatura, sendo os módulos filmes finos os mais indicados para regiões com altas temperaturas. Além disso, outra vantagem dos módulos de filmes finos é o fato de serem formados por uma única célula de grande área, se tornando menos sensíveis aos efeitos provocados pelo sombreamento. Em contrapartida sua degradação é superior as células de silício mono e policristalino (VILLALVA; GAZOLI, 2012).

A nomenclatura filmes finos é usado para designar diferentes tecnologias, que são utilizados na construção das células de filmes finos, como Silício amorfo (a-Si), Silício microcristalino ( $\mu$ -Si), Telureto de cádmio (CdTe) e Seleneto de cobre gálio índio (CIGS) (VILLALVA; GAZOLI, 2012).

Figura 18 – Célula de filmes finos.



Fonte: PORTAL SOLAR (2018).

## 2.4 Tipos de Sistemas Fotovoltaicos

Os sistemas fotovoltaicos são personalizados, dependendo das necessidades do local. Cada local tem fatores ambientais distintos. Esses fatores distinguem o tipo



de sistema que será aplicado, para que em cada lugar que o sistema for instalado atenda um nível de desempenho desejável. Os sistemas fotovoltaicos podem ser classificados em 3 tipologias básicas: sistemas conectados à rede (*on-grid*); sistemas híbridos (*SH*), e por fim os sistemas isolados ou autônomos (*off-grid*) que são sistemas desconectados da rede de distribuição.

Uma vez que o presente trabalho está focado e apenas demonstrar a viabilidade econômica entre dois tipos de sistemas fotovoltaicos sendo um sistema fotovoltaico *on-grid* e outro *off-grid*. Dessa forma os estudos não se aprofundarão nos sistemas híbridos, sendo apenas apresentado de maneira superficial para demonstrar sua existência.

#### 2.4.1 Sistemas fotovoltaicos conectados à rede (*on-grid*)

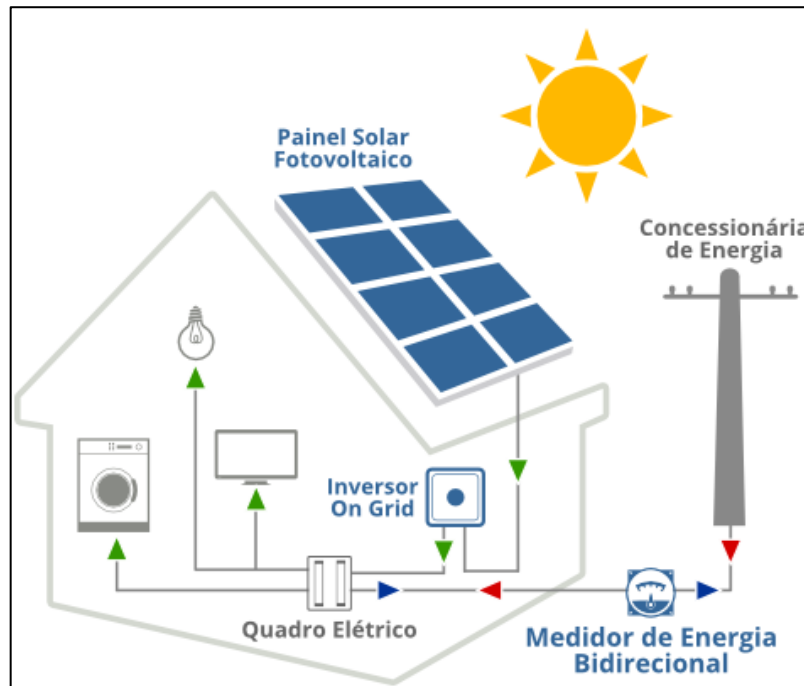
Os sistemas fotovoltaicos conectados à rede (SFCR) ou simplesmente sistemas *on-grid*, como são conhecidos, são sistemas que estão em total sincronismo com a rede de distribuição de energia elétrica, ou seja, na falta de energia da rede de distribuição, o sistema automaticamente se desliga por questão de segurança. São destinados a locais onde a conexão com a rede de distribuição. A Figura 19 ilustra o esquema de um sistema fotovoltaico conectado à rede de distribuição.

O modo de funcionamento de um sistema *on-grid* consiste, na redução do consumo da energia elétrica proveniente da rede, através do sistema de compensação de energia elétrica, embasada na normativa da Aneel (687/2015), onde toda energia ativa gerada em excesso pela unidade consumidora é injetada na rede da concessionária, como uma forma de empréstimo, passando a unidade consumidora ter créditos em energia ativa, podendo ser utilizado pela unidade consumidora para abater os créditos, num período de até 60 meses.

De acordo com a ANEEL (2015), os sistemas fotovoltaicos *on-grid* podem ser classificados em dois tipos de categorias sendo:

- Microgeração: com uma potência de instalação menor ou igual a 75 kW;
- Minigeração: com uma potência instalada superior a 75 kW e menor ou igual a 3 MW para fontes hídricas ou menor ou igual a 5 MW;

Figura 19 – sistema fotovoltaico conectado à rede de distribuição.



Fonte: SOLARON (2018).

#### 2.4.1.1 Componentes de um sistema fotovoltaico conectados à rede (*on-grid*)

A formação de sistema fotovoltaico *on-grid*, é composto por um conjunto de módulos fotovoltaicos; por um inversor interativo, que é conhecido internacionalmente como *Grid-tied Interactive Inverter*, que é o responsável pela conversão da corrente CC para CA e pela sua capacidade de interação com a rede de distribuição; pelo medidor de energia bidirecional, além dos componentes de interação do sistema que são conhecidos como de *Balance of System – BOS*, que são estruturas de metais para a fixação dos módulos fotovoltaicos em telhados e os componentes elétricos de proteção (ROSA, 2017).

#### 2.4.1.2 As vantagens do sistema *on-grid* são:

- Menor quantidade de componentes para sua funcionalidade;
- Maior eficiência em comparação aos sistemas *off-grid*;
- Não necessitam de baterias e controladores de cargas;
- Permite a consumidor gerar créditos em energia e consumir em até 60 meses.

#### 2.4.1.3 As desvantagens do sistema *on-grid* são:

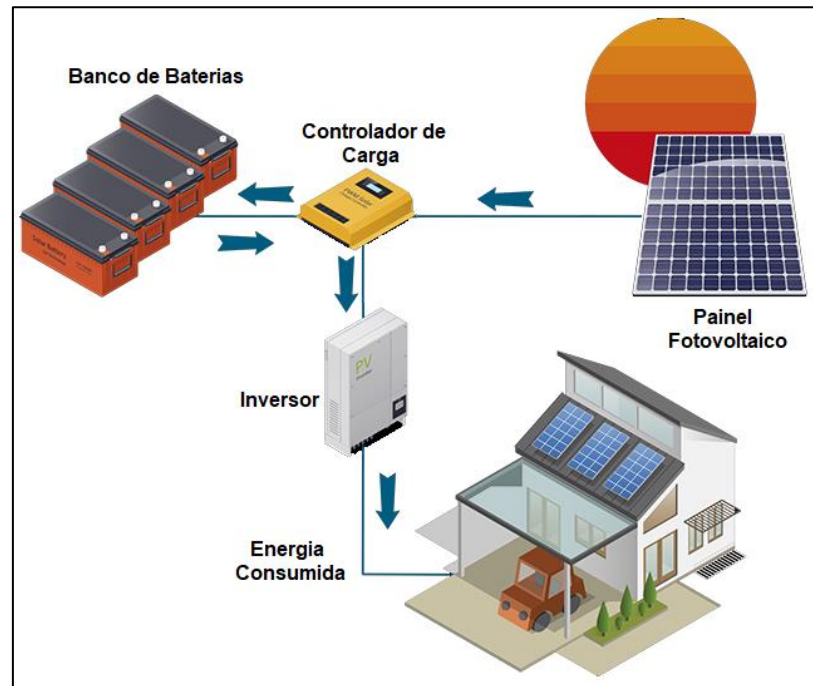
- Seu funcionamento depende do sincronismo com a rede de distribuição de energia elétrica;
- Não há armazenamento de energia, quando a rede está em falta seu funcionamento é desligado automaticamente por questão de segurança;
- Necessita de pagar à taxa mínima de disponibilidade da concessionária de energia elétrica;
- Quando o consumo for maior que a geração, não haverá disponibilidade de créditos mediados para o consumidor.

#### 2.4.2 Sistemas fotovoltaicos Autônomos (*off-grid*)

Os sistemas fotovoltaicos autônomos (SFA) ou (*off-grid*), são sistemas isolados da rede de distribuição de energia, são empregados em locais não atendidos por uma rede de distribuição de energia elétrica. Podem ser empregados para fornecer eletricidade em lugares remotos como na praia, ilhas e até mesmo em zonas rurais onde a disponibilidade de uma rede de distribuição se encontra muito distante.

Os sistemas fotovoltaicos *off-grid*, necessitam de algum tipo de armazenamento sendo elétrico ou não, em caso de armazenamento de cargas elétricas, toda energia gerada pelos módulos fotovoltaicos é armazenada em bancos de bateria, o que possibilita o usuário do sistema ter a disponibilidade de energia durante a noite ou durante os dias de pouca irradiação solar, a Figura 20 ilustra como é o funcionamento de um sistema fotovoltaico autônomo com armazenamento de cargas elétricas (SANTOS, 2018).

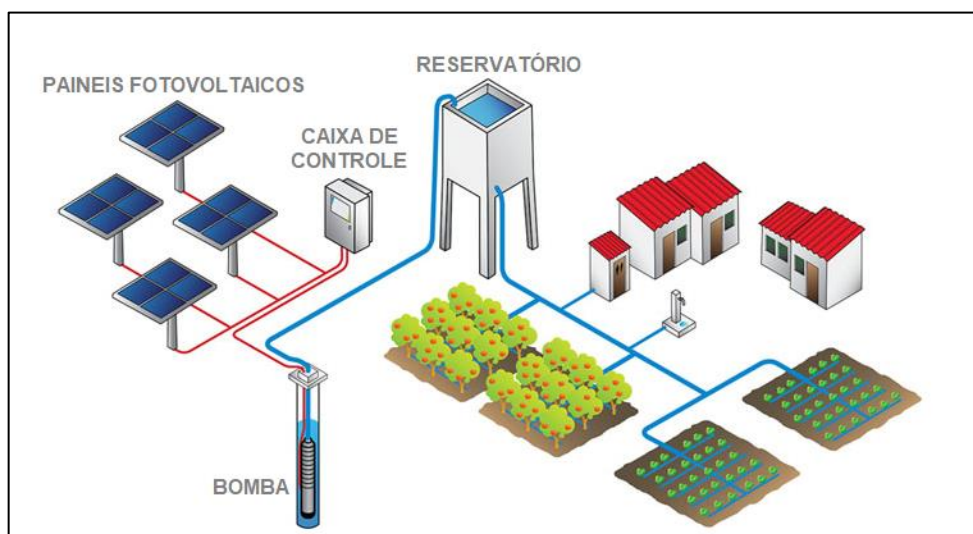
Figura 20 – Sistema fotovoltaico autônomo.



Fonte: Adaptado BLINDEL (2016).

Já os sistemas que não se utiliza de armazenamento de energia elétrica, como os sistemas de bombeamento de água, estará armazenando energia potencial gravitacional, onde a água será armazenada em tanques elevados, a Figura 21 ilustra como é o funcionamento de um sistema fotovoltaico sem o armazenamento de cargas elétricas.

Figura 21 – sistema fotovoltaico sem o armazenamento de energia elétrica.



Fonte: SOLARIS-STORES (2015).

O sistema de bombeamento de água mostrado na Figura 16, consegue aproveitar toda energia produzida pelos módulos fotovoltaicos sem a necessidade de baterias, entretanto sofre com a interferência da radiação solar. Esse tipo de sistema possui uma caixa de controle que é responsável pela conexão dos módulos e a bomba.

De acordo com Villalva (2015), esse tipo de bombeamento se destaca por possuir um baixo custo e do aumento da confiabilidade de seu funcionamento, pois a ausência de baterias prolonga a vida útil do sistema, reduzindo drasticamente a necessidade de manutenção.

#### 2.4.2.1 Componentes de um sistema fotovoltaico Autônomo (*off-grid*)

Em um sistema fotovoltaico autônomo é geralmente composto de um conjunto de módulos fotovoltaicos; um controlador de carga; baterias; conforme a aplicação desejada, irá requerer um inversor de frequência, que é responsável por converter a energia elétrica gerada pelos módulos ou painéis. De corrente contínua (CC) para corrente alternada (CA).

#### 2.4.2.2 As vantagens do sistema *off-grid* são:

- Energia disponível em regiões onde não há conexão com alguma rede de distribuição de energia elétrica;
- Isenção de pagamentos de conta de luz;
- Independência energética, visto que, o sistema possui armazenamento de energia por meio de banco de baterias.

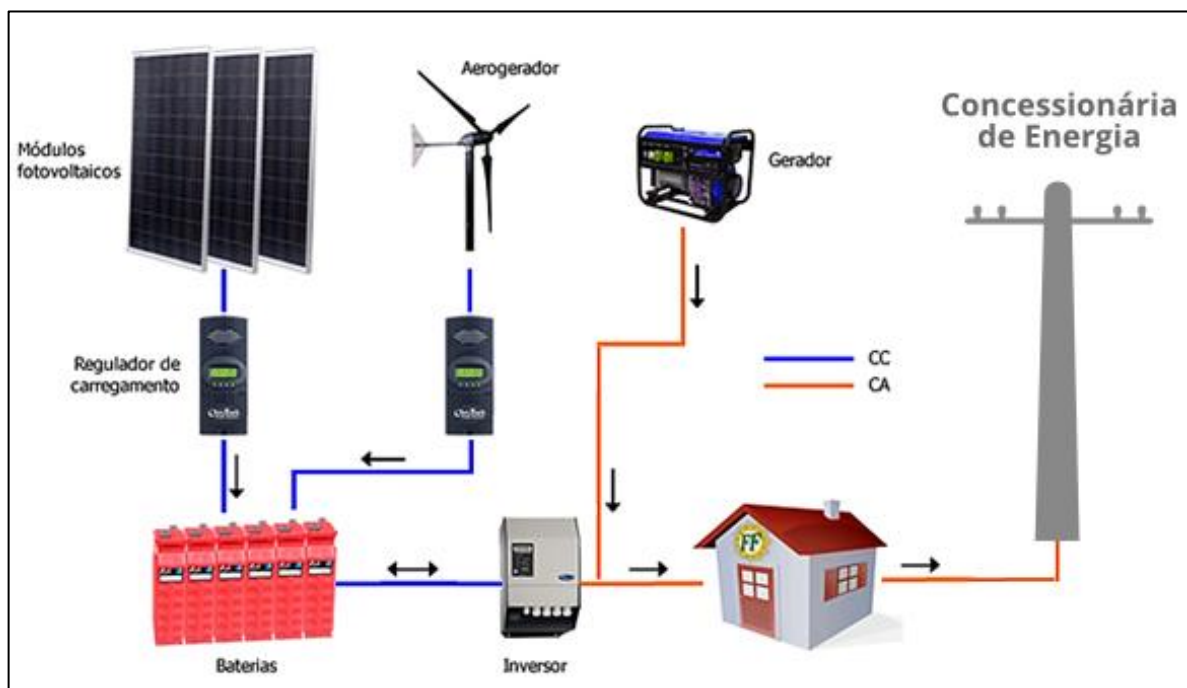
#### 2.4.2.3 As desvantagens do sistema *off-grid* são:

- Maior quantidade de componentes como a utilização de baterias e controlador de carga;
- Custo mais elevado devido ao banco de baterias;
- Baixa vida útil das baterias;
- Necessita de uma área maior para sua instalação, devido ao banco de baterias.

### 2.4.3 Sistemas fotovoltaicos híbridos

Os sistemas híbridos são aqueles que tem como característica o uso de mais de uma fonte de energia como: solar - eólico, solar-diesel, a Figura 22 ilustra um sistema híbrido solar-eólico-diesel. No qual a variedade de fontes garante um sistema confiável, em outras palavras um sistema híbrido proporciona uma maior eficiência energética ao sistema (TMVIX, 2016).

Figura 22 – sistema híbrido solar-eólico-diesel.



Fonte: Adaptado TMVIX (2016).

Atualmente o conceito de sistemas fotovoltaicos híbridos tem se destacado pela sua atualização, sendo integrados sistema capaz de se interagir com rede de distribuição, mantendo seu funcionamento mesmo quando a rede da concessionária está em falta, contudo é importante salientar que não se deve confundir os novos tipos de sistemas fotovoltaicos híbridos com os antigos sistemas que utilizam mais de um meio de geração como comentado acima (SOLIENS, 2018 e CSR, 2017).

#### 2.4.3.1 Sistema fotovoltaico híbrido *all in one*

Os sistemas fotovoltaicos híbridos *All in One*, se caracteriza em um tipo de sistema utilizado para alimentação de cargas prioritárias, em instalações e

equipamentos no qual o funcionamento deve ser ininterrupto e seguro, a tipologia básica desse sistema é a junção de um sistema fotovoltaico conectado à rede (SFCR) ou *on-grid*, com um sistema de armazenamento de energia inteligente, similar a um sistema fotovoltaico autônomo (SFA) ou *off-grid* (CSR, 2017).

Quando a rede de distribuição está em pleno funcionamento o sistema fotovoltaico híbrido *All in One*, funciona na forma de um sistema *on-grid*, a partir do momento em que se percebe a falta na rede o sistema *on-grid* se desliga automaticamente, passando atuar o sistema autônomo alimentando as cargas prioritárias que serão energizadas por um outro circuito independente (CSR, 2017).

Esses tipos de sistemas contam com um inversor interativo e Inversor Autônomo Integrados em um único dispositivo, além de um sistema de banco de baterias. Em alguns casos há a necessidade de retificadores, controladores de carga e outros equipamentos variando das necessidades de cada consumidor. Vale ressaltar que nesse tipo de sistema apenas profissionais credenciados pelo CREA podem conseguir a aprovação e homologação do projeto (SOLIENS, 2018).

#### 2.4.3.2 Sistema fotovoltaico híbrido bi-modal

Já os sistemas híbridos bi-modal, funciona semelhante a um sistema fotovoltaico autônomo (SFA), com a diferenciação somente em seu inversor, que é bi-modal, com dois tipos de aplicação, passando a fazer o consumo direto da rede de distribuição de energia, ou alternando para o banco de baterias. No entanto, ao realizar o dimensionamento não é necessário considerar o funcionamento de dois dias do banco de baterias, como é usual nos sistemas fotovoltaicos autônomo, isso se deve ao fato que diferente desses sistemas, o sistema bi-modal realiza o carregamento do banco através da energia fornecida pela rede de distribuição (SOLIENS, 2018 e CSR, 2017).

Deste modo, esse tipo de sistema é basicamente uma junção de um “*nobreak*”, e um SFCR, devido ao fato desse sistema manter um funcionamento semelhante a um SFA, esse sistema não injeta o excedente gerado pelo sistema fotovoltaico na rede de distribuição, nesse caso não há a necessidade de homologação para implementação de seu sistema, mas vale salientar que para todo tipo de sistema fotovoltaico é indispensável a anotação de responsabilidade técnica (ART), de um

profissional devidamente credenciado a realizar esse tipo de instalações (SOLIENS, 2018 e CSR, 2017).

#### 2.4.3.3 Vantagens

- Maior estabilidade ao sistema;
- Ao utilizar o sistema de banco de baterias, garante ao consumidor independência energética, mesmo de noite ou em dias de pouca luminosidade;
- Redução na fatura de luz quando o sistema híbrido está conectado à rede distribuição.

#### 2.4.3.4 Desvantagens

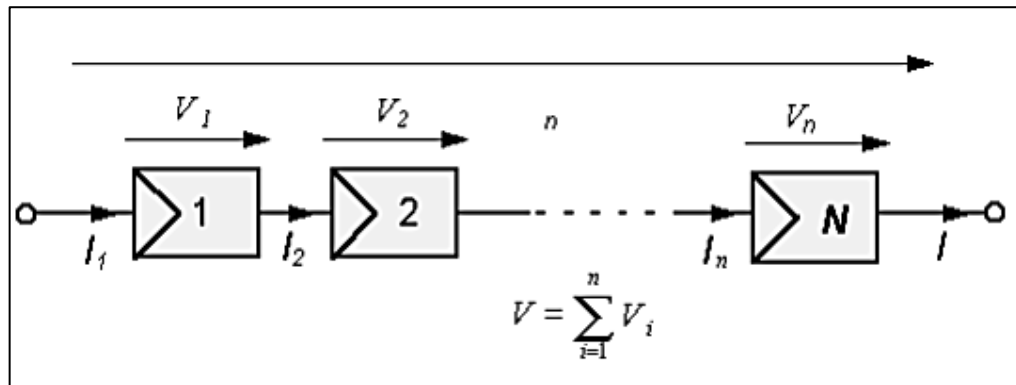
- Custos elevados;
- Complexidade em sua instalação, devido ao grande número de equipamentos;
- Baixa vida útil das baterias possuem um prazo de vida entre 7 a 15 anos;
- Problemas relacionado aos ruídos onde há geradores eólicos, como no caso de um sistema híbrido eólico-solar.

### 2.5 Módulos fotovoltaicos

Os módulos fotovoltaicos são constituídos de um conjunto de células montadas sobre uma mesma estrutura rígida e conectadas eletricamente. Cada célula consegue fornecer uma tensão de aproximadamente 0,6 V. Tipicamente, um módulo possui entre 36, 54, 60 ou mais células, dependendo de sua classe potência. Em grande parte dos módulos as células são conectadas em série para se obter uma maior tensão em sua saída, O modo de conexão das células em série é demonstrado pela Figura 23 (VILLALVA, 2015).



Figura 23 - Arranjo das células em série.



Fonte: CRESESB (2006).

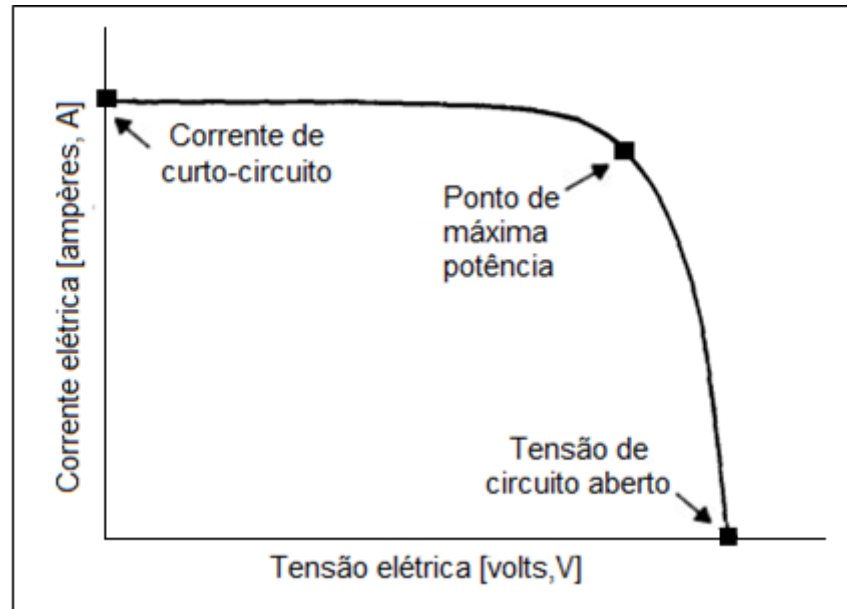
A quantidade de corrente elétrica produzida por cada célula está relacionada ao tamanho de sua área, pois a corrente elétrica depende diretamente da quantidade de radiação solar que cada célula recebe. Desse modo, quanto maior é a área, maior é a captação da radiação solar, conseqüentemente maior será a corrente fornecida. Geralmente os módulos comerciais fornecem uma corrente de aproximadamente 8 A (VILLALVA, 2015).

Um módulo solar não se comporta como uma fonte elétrica convencional. Pois o mesmo não apresenta uma tensão de saída constante em seus terminais, a tensão varia de acordo com a sua corrente e sua corrente varia de acordo com sua tensão. O ponto de operação de um módulo fotovoltaico, está completamente relacionado ao tipo de aparelho que se conecta em seus terminais, ao conectar um aparelho que demanda uma grande quantidade de corrente, a tensão do módulo tenderá a cair. Em contrapartida, ao conectar algum tipo de aparelho que consuma pouca corrente, a tensão do módulo se elevará, tendendo à tensão de circuito aberto (a tensão máxima do módulo) (VILLALVA, 2015).

A relação entre a tensão e corrente  $I - V$  da saída de um módulo fotovoltaico é demonstrado pela Figura 24. Para cada curva de  $I - V$  existe uma curva de  $P - V$  que mostra como a potência de um módulo varia em função de sua tensão a Figura 25 ilustra essa curva  $P - V$ . O ponto de máxima potência (MPPT – *Maximum Power Point Tracking*) ilustrado pela Figura 26. É uma técnica utilizada pelos controladores de carga e pelos inversores, assegurando que esses equipamentos extraia a máxima potência dos módulos fotovoltaicos, variando o valor da tensão de operação até que o resultado do produto entre tensão e corrente forneça a máxima potência naquele

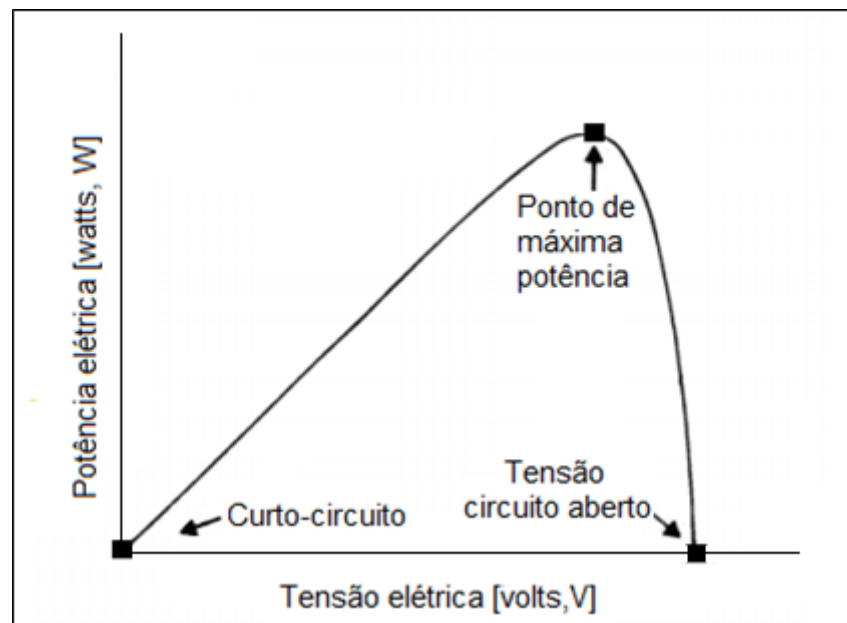
determinado momento, mesmo que as condições de trabalho sejam desfavoráveis, como por exemplo sombreamento sobre os módulos (RESENDE, 2017).

Figura 24 – Curva característica I – V de corrente e tensão de um módulo.



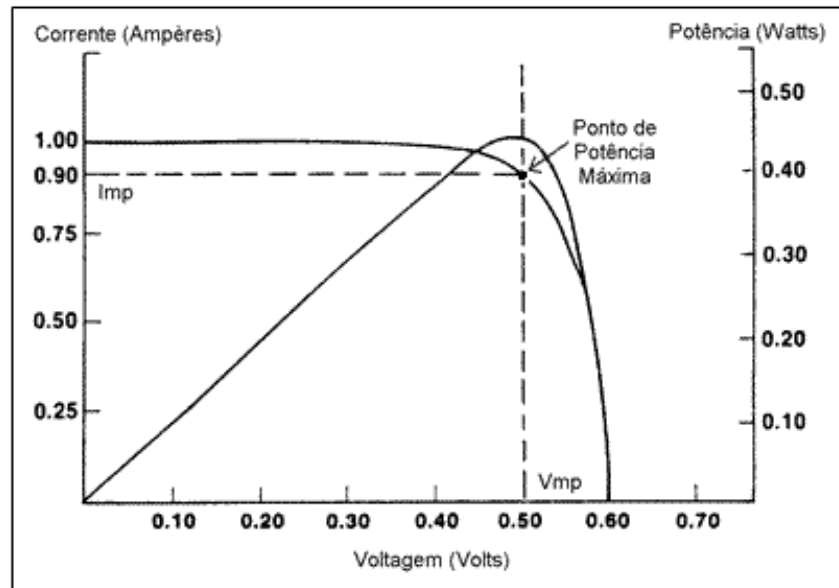
Fonte: VILLALVA (2015).

Figura 25 – Curva característica P – V de potência e tensão de um módulo.



Fonte: VILLALVA (2015).

Figura 26 – Rastreamento do ponto de máxima potência



Fonte: CRESESB (2006).

### 2.5.1 Características elétricas dos módulos fotovoltaicos

- Tensão de Circuito Aberto ( $V_{oc}$ );
- Corrente de Curto Circuito ( $I_{sc}$ );
- Tensão de Maxima Potência ( $V_{mp}$ );
- Corrente de Máxima Potência ( $I_{mp}$ );
- Potência de Pico ou Máxima Potência ( $P_{mp}$ ).

A tensão de circuito aberto, ou ( $V_{oc}$ ), é a tensão medida por um voltímetro quando não há nenhuma carga conectada ao módulo fotovoltaico. Quando não existe a circulação de corrente elétrica no módulo. A informação sobre ( $V_{oc}$ ), é importante para o dimensionamento do sistema fotovoltaico, visto que um projeto fotovoltaico deve respeitar as tensões máximas dos equipamentos nele conectado (VILLALVA, 2015).

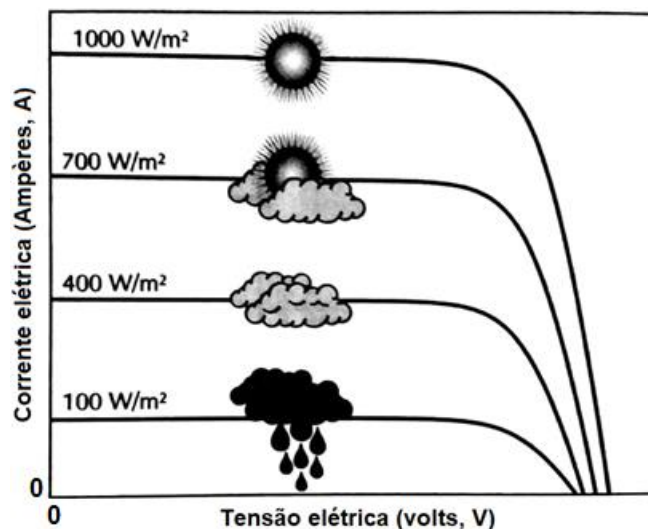
A corrente de curto-circuito, ou ( $I_{sc}$ ), é a corrente elétrica medida quando os terminais dos módulos estão em curto-circuito. Essa informação é útil para auxiliar no dimensionamento de um sistema fotovoltaico e na especificação de equipamentos que estarão conectados aos módulos fotovoltaicos. O valor de corrente de curto-circuito é

a corrente máxima que o módulo pode fornecer a uma radiação de  $1000 \text{ W/m}^2$  (VILLALVA, 2015).

A tensão de máxima potência, ou ( $V_{mp}$ ), é o valor máximo de tensão dos módulos quando os mesmos estão em sua potência máxima na condição padronizada de testes. A corrente de máxima potência, ou ( $I_{mp}$ ), é o valor máximo de corrente fornecida pelos módulos quando os mesmos estão em sua potência máxima na condição padronizada de testes. Já a potência de pico ou máxima potência ( $P_{mp}$ ), é o valor máximo de potência que os módulos fornecem na condição padronizada de testes. Esse valor corresponde ao produto da corrente de máxima potência ( $I_{mp}$ ) pela tensão de máxima potência ( $V_{mp}$ ) (VILLALVA, 2015).

A corrente que um módulo pode fornecer depende exclusivamente da quantidade de radiação solar que incide sobre suas células, se essa irradiância solar for de  $1000 \text{ W/m}^2$  o módulo fornecerá a corrente máxima especificada pelo fabricante. A corrente máxima que um módulo fotovoltaico pode fornecer varia de acordo da intensidade de radiação que nele incide, em outras palavras, quanto menor for a incidência solar sobre os módulos menor será a corrente fornecida pelos módulos, resultando em uma menor potência, uma vez que a potência é produto da tensão pela corrente. A Figura 27 ilustra graficamente como que a intensidade da radiação solar afeta a curva  $I - V$  de um módulo fotovoltaico (VILLALVA, 2015).

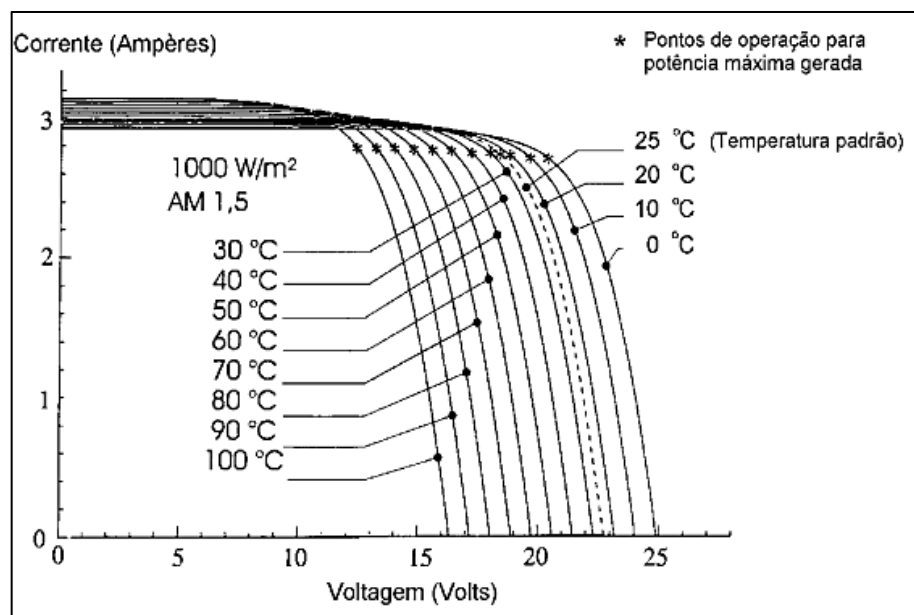
Figura 27 – Influencia da radiação solar na operação do módulo fotovoltaico.



Fonte: VILLALVA (2015).

Outro fator que contribui para a variação da potência, está relacionado a temperatura a qual os módulos estarão sujeitos, pois a temperatura tem influência direta na tensão em que os módulos fornecem em seus terminais e conseqüentemente na potência fornecida. Em temperaturas mais elevadas as tensões são menores, e em temperaturas menores as tensões são maiores, diferente da tensão a corrente não se altera com a temperatura, a Figura 28 ilustra graficamente a influência que a temperatura exerce sobre a tensão (VILLALVA, 2015).

Figura 28 – Influência da temperatura na operação do módulo fotovoltaico

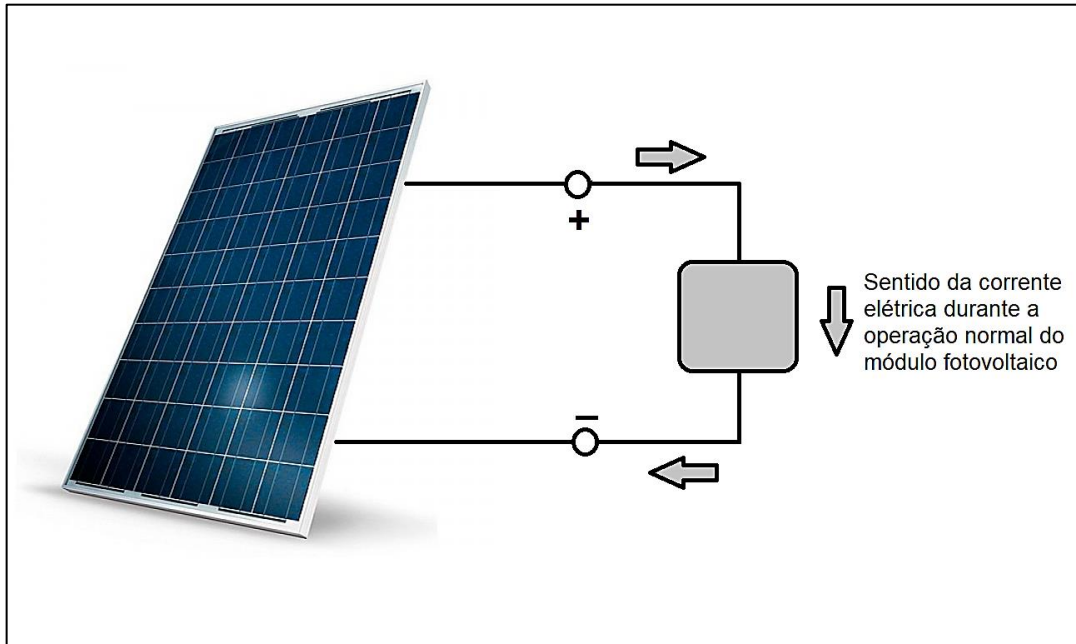


Fonte: CRESESB (2006).

### 2.5.2 Resistência à corrente inversa

Em condições normais de operação, o módulo fotovoltaico é um fornecedor de energia, desse modo o sentido normal da corrente elétrica é saindo do terminal positivo e entrando no terminal negativo como mostrado pela Figura 29. A caracterização de resistência à corrente inversa ou corrente reversa diz a respeito à corrente elétrica que o módulo pode suportar no sentido contrário, em outras palavras, a corrente elétrica passa a fluir do terminal positivo e saindo pelo terminal negativo do módulo (VILLALVA, 2015).

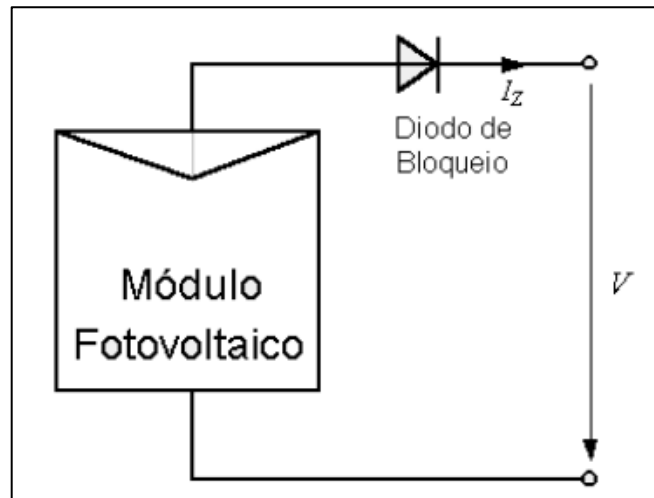
Figura 29 – Polaridade da corrente do módulo fotovoltaico em operação normal.



Fonte: VILLALVA (2015).

Esse tipo de corrente pode originar em perdas parciais e, em alguns casos mais drásticos, podem ocasionar perdas totais na eficiência do fluxo de energia do módulo. Para solucionar esses problemas, utiliza-se um “*diodo de bloqueio*”, mostrado pela Figura 30, impedindo assim o surgimento das correntes reversas em casos onde os módulos estão ligados diretamente em um acumulador o em baterias (VILLALVA, 2015, CRESESB, 2006).

Figura 30 – Diodo de bloqueio.



FONTE: CRESESB (2006).

### 2.5.3 Conjuntos ou arranjos Fotovoltaicos

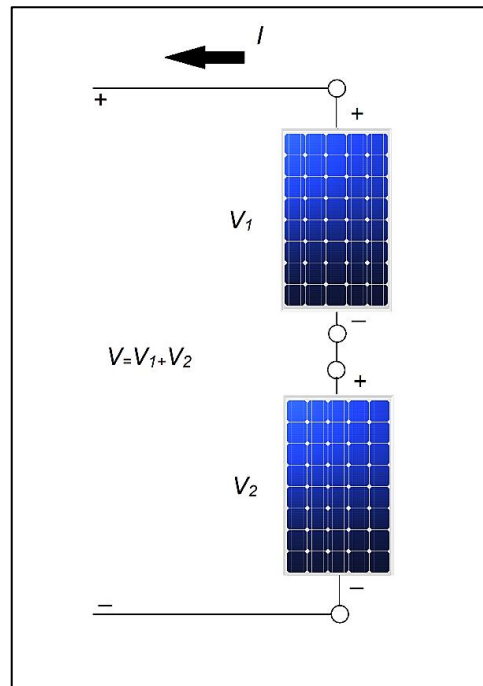
Os sistemas fotovoltaicos podem empregar um grande número de módulos conectados em ligações série, paralelo ou misto que é um arranjo em série e paralelo em conjunto, para produzir a quantidade potência e tensão desejada.

Os conjuntos de módulos conectados em série, são comuns em sistemas conectados à rede elétrica, pois operam em tensões mais elevadas. Esses conjuntos recebem o nome de *strings*, já os conjuntos de módulos conectados em paralelo são usuais em sistemas fotovoltaicos autônomos, pois esses tipos de sistemas costumam operar em baixas tensões. Em alguns casos quando há a necessidade de aumentar a potência do sistema, conjuntos de módulos em série podem ser agregados a conjuntos de módulos conectados em paralelo, esse tipo de associação conhecido como arranjos mistos são bastante usuais em sistemas conectados à rede elétrica de distribuição (VILLALVA, 2015).

#### 2.5.3.1 Conexão de módulos em série

Quando os módulos são conectados em série, conforme visto na Figura 31, a tensão de saída do arranjo corresponde à soma da tensão fornecida por cada um dos módulos. Por tanto a corrente que circula pelo conjunto é a mesma em todos os módulos (VILLALVA, 2015).

Figura 31 – Conjunto de módulos em série.

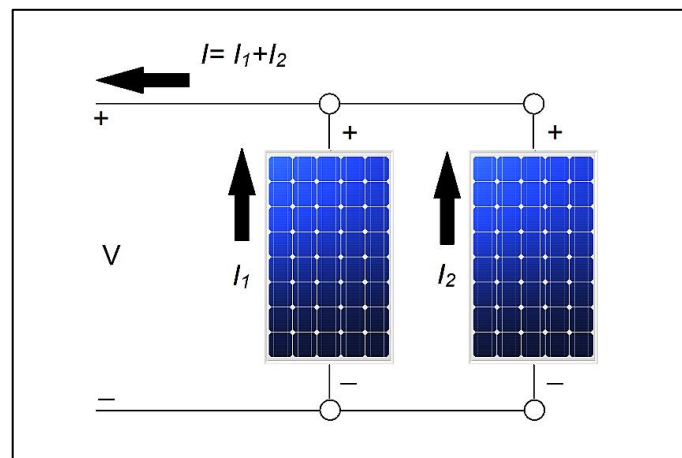


Fonte: VILLALVA (2015).

### 2.5.3.2 Conexão de módulos em paralelo

Quando os módulos são conectados em paralelo, conforme ilustrado pela Figura 32, a tensão de saída do conjunto corresponde a mesma tensão fornecida por um módulo individual. No entanto, a corrente fornecida pelo conjunto é a soma de cada um dos módulos conectados no conjunto (VILLALVA, 2015).

Figura 32 – Conjunto de módulos em paralelo.



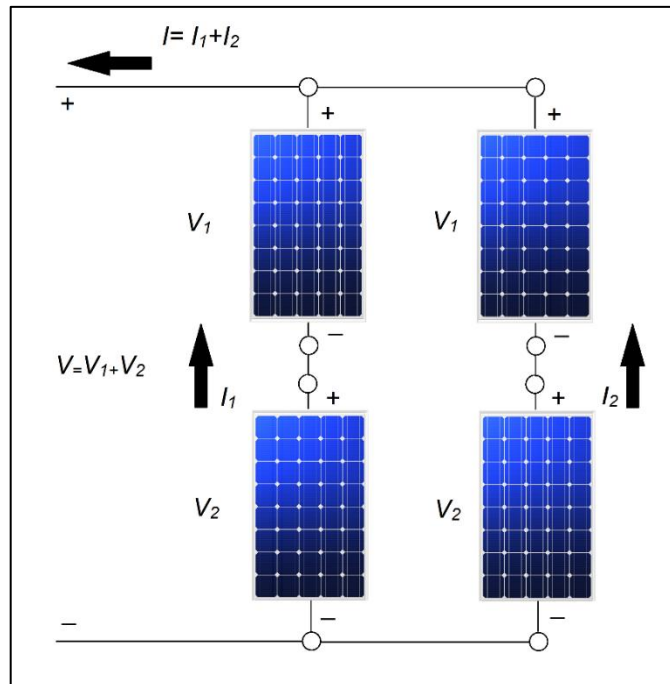
Fonte: VILLALVA (2015).



### 2.5.3.3 Conexão de módulos em série e paralelo

Quando os módulos são conectados em série e depois em paralelo, conforme ilustrado pela Figura 33, a tensão de saída e a corrente fornecida pelo conjunto são somadas.

Figura 33 – Conjunto de módulos em série e paralelo.



Fonte: VILLALVA (2015).

### 2.5.4 Sombreamento de módulos fotovoltaicos

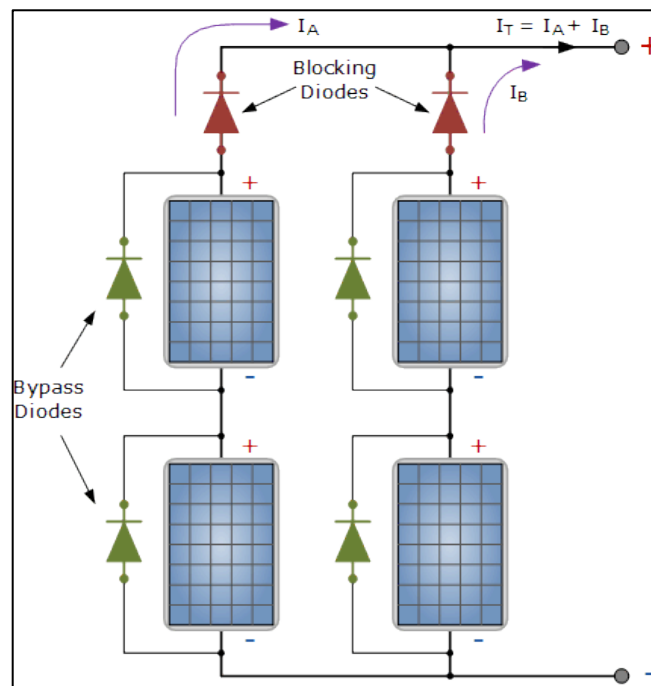
Se algum módulo fotovoltaico conectado em série estiver sujeito a uma sombra causado por um obstáculo, mesmo que a presença desse sombreamento seja em apenas uma de suas células, a potência de saída do módulo poderá ser drasticamente afetada, uma vez que o funcionamento do módulo depende do pleno funcionamento de todas as suas células desse conjunto (VILLALVA, 2015).

Como já abordado neste trabalho, a intensidade da corrente elétrica de uma célula fotovoltaica depende diretamente da intensidade de radiação solar que essa célula está exposta. Se uma célula do conjunto recebe pouca radiação solar ou até mesmo não esteja exposta à algum tipo de radiação solar, sua corrente de saída será muito pequena ou até mesmo nula.

Por estarem conectadas em série, as células de um módulo dependem umas das outras para seu funcionamento, o efeito de um sombreamento sobre uma dessas células é bastante prejudicial ao módulo. O mesmo efeito pode ser observado em um sistema de onde todos os módulos estejam conectados em série, muito usual em sistemas conectados na rede de distribuição. Se um dos módulos desse conjunto estiver recebendo pouca radiação solar, a corrente de todo o conjunto é reduzida e conseqüentemente a perda de potência elétrica é sentida em todo o sistema (CRESESB, 2006).

Para minimizar as perdas causadas pelo sombreamento, os fabricantes de módulos fotovoltaicos utilizam diodo “*bypass*” (ou de passagem) ligados em paralelo com as células, ou módulos. A finalidade desse diodo é oferecer um caminho alternativo para a corrente como mostra a Figura 34 tendo como aplicação dos diodos em módulos (CRESESB, 2006).

Figura 34 – Conexão do diodo *bypass* em paralelo com o módulo fotovoltaico.



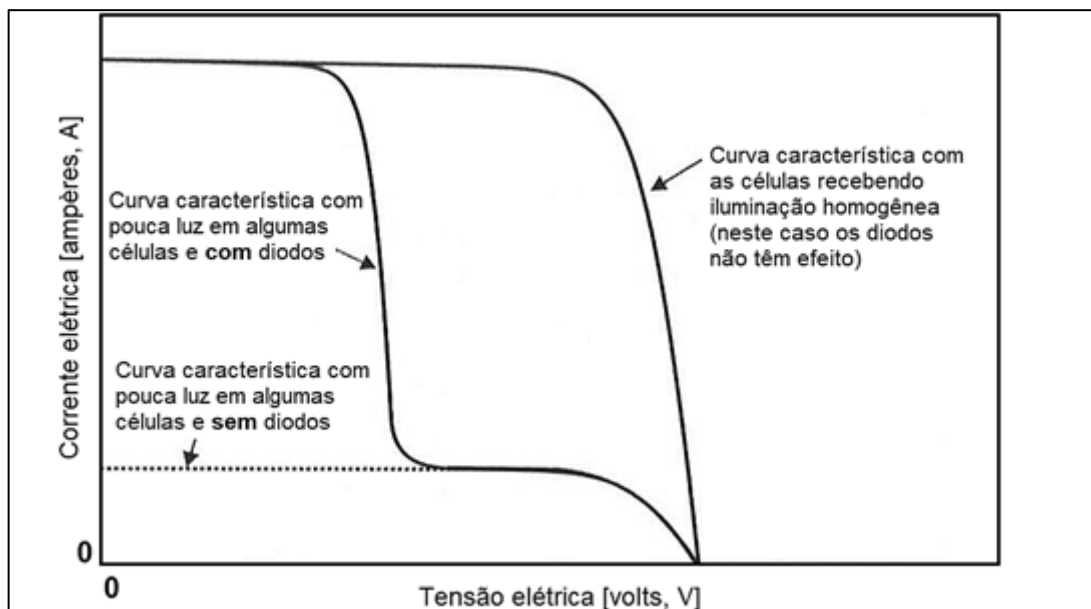
Fonte: ELECTRONICS TUTORIALS (2019).

Os diodos de cor verde acima são conhecidos como diodos “*bypass*”, estando em paralelo com cada módulo solar fornecem um caminho de baixa resistência, esses diodos precisam ser capazes de transportar com segurança esta corrente de curto-circuito. Os dois diodos representado pela cor vermelha são chamados de “*diodos de*

*bloqueio*”, já abordado neste trabalho, esses diodos tem a finalidade de garantir que a corrente flua em apenas em uma única direção, impedindo o surgimento de correntes reversas (ELECTRONICS TUTORIALS, 2019).

Embora essa não seja a solução ideal, o emprego desses diodos oferece uma melhora na produção de energia do módulo fotovoltaico em caso de algum sombreamento ou escurecimento parcial de suas células, a Figura 35 ilustra graficamente o comportamento de um conjunto de células com diodo *bypass* e sem diodo *bypass*.

Figura 35 – Resultado do sombreamento na característica I – V do módulo.



Fonte: Adaptado VILLALVA (2015).

## 2.6 Inversor

Os inversores são equipamentos eletrônicos que convertem a corrente contínua (CC), fornecida pelos módulos fotovoltaicos ou pelo banco de baterias, em corrente alternada (CA), em outras palavras os inversores podem ser considerados como o coração de um sistema fotovoltaico.

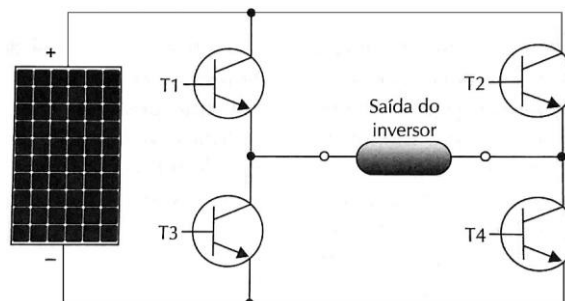
Para cada tipo de sistema fotovoltaico há a necessidade de um inversor que se adeque ao sistema, fornecendo em sua saída, tensão alternada com amplitude, frequência e conteúdo harmônico adequados às cargas a serem alimentadas, em sistemas conectados à rede de distribuição elétrica a tensão de saída do inversor deve estar em sincronia com a tensão da rede (PINHO; GALDINO, 2014).

Em sistemas autônomos, os inversores CC–CA fornecem tensão elétrica alternada em seus terminais, na forma de onda senoidal pura, para alimentação de suas cargas. Enquanto que nos sistemas conectados à rede elétrica de distribuição os inversores CC–CA funcionam como uma fonte de corrente, fornecendo corrente elétrica, em função disso não tem capacidade de fornecer tensão para seus consumidores, funcionando apenas quando está conectado a uma rede elétrica (VILLALVA, 2015).

### 2.6.1 Princípio de funcionamento

O princípio de funcionamento do inversor é baseado em um circuito eletrônico mostrado pela Figura 36, composto por quatro transistores, denominados de T1, T2, T3 e T4, os transistores são chaves eletrônicas que interrompem ou permitem a circulação da corrente elétrica de acordo com seu estado ligado ou desligado (VILLALVA, 2015).

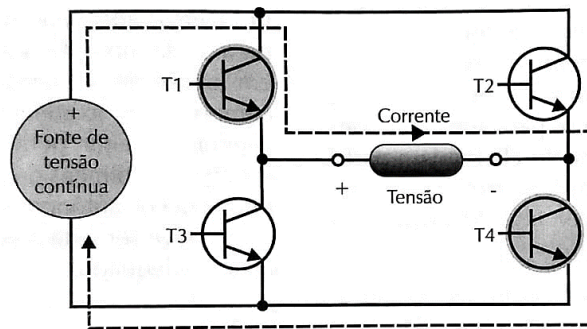
Figura 36 – Circuito eletrônico básico do inversor CC–CA.



Fonte: VILLALVA (2015).

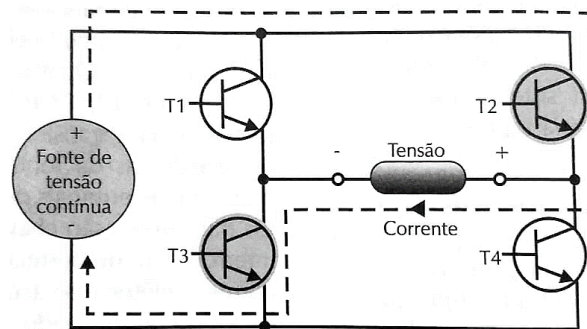
Esse chaveamento pode ser melhor explicado pelas figuras 37 e 38, onde a fonte de tensão contínua, é conectada ao conjunto de chaves ou transistores. Quando T1 e T4 estão em funcionamento a tensão de saída do inversor é positiva como ilustra a Figura 37, quando T2 e T3 entra em funcionamento tensão de saída é negativa, como mostra a Figura 38 (VILLALVA, 2015).

Figura 37 – Transistores T1 e T4 ligados.



Fonte: VILLALVA (2015).

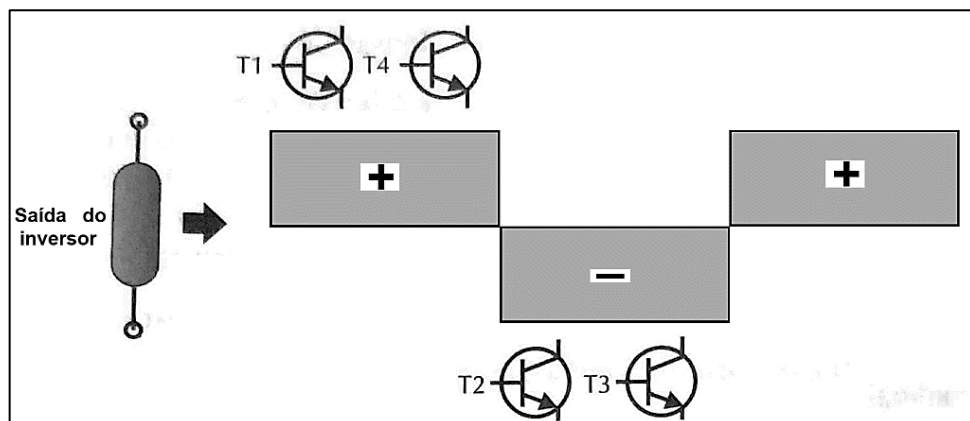
Figura 38 – Transistores T2 e T3 ligados.



Fonte: VILLALVA (2015).

Alternando os transistores na mesma sequência, em uma determinada frequência, obtém-se a onda quadrada de tensão alternada, como mostra a Figura 39.

Figura 39 – Onda quadrada produzida na saída do inversor CC-CA.



Fonte: Adaptado VILLALVA (2015).

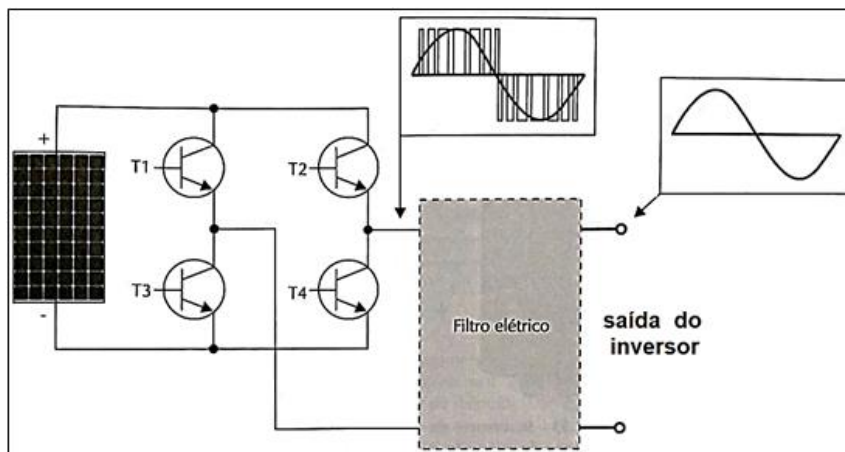
## 2.6.2 Inversores autônomos

Os inversores autônomos, ou inversores off-grid, são fabricados para alimentar diretamente às cargas, dependendo diretamente do banco de baterias. Esses tipos de inversores não podem ser utilizados em sistemas conectados à rede, pois não tem a capacidade de interagir com a rede (SOUZA, 2017).

Atualmente no mercado se encontra uma ampla variedade de inversores off-grid, com uma vasta gama de potências e tensões de entrada, com tensões de 12 V, 24 V ou 48 V. Os inversores comerciais possuem uma grande quantidade de componentes, capazes de transformar as ondas quadradas em ondas senoidais pura (VILLALVA, 2015).

O inversor de onda senoidal pura funciona baseado no princípio da modulação de largura de pulsos (PWM, *Pulse Width Modulation*). Onde o inversor PWM realiza uma sequência de pequenas ondas quadradas de alta frequência, como é mostrado pela Figura 40, o padrão de pulsos na saída do inversor possui um conteúdo senoidal fundamental, numa frequência de 60 Hz, incorporado a um conteúdo harmônico de alta frequência, somado a adição de um filtro elétrico de alta potência na saída do inversor, resulta em uma onda senoidal pura com baixa distorção harmônica a Figura 41 mostra um inversor de onda senoidal pura (VILLALVA, 2015).

Figura 40 – Funcionamento do inversor PWM de onda senoidal pura.



Fonte: VILLALVA (2015).

Figura 41 – Exemplo de um inversor de onda senoidal pura



Fonte: MINHA CASA SOLAR (2019).

### 2.6.3 Inversores para conexão à rede elétrica

Os inversores interativos, como são chamados os inversores *on-grid*, são constituídos para trabalharem especificamente com a rede elétrica, de uma forma automatizada, se comportando como uma unidade de controle do sistema fotovoltaico *on-grid* (SOUZA, 2017).

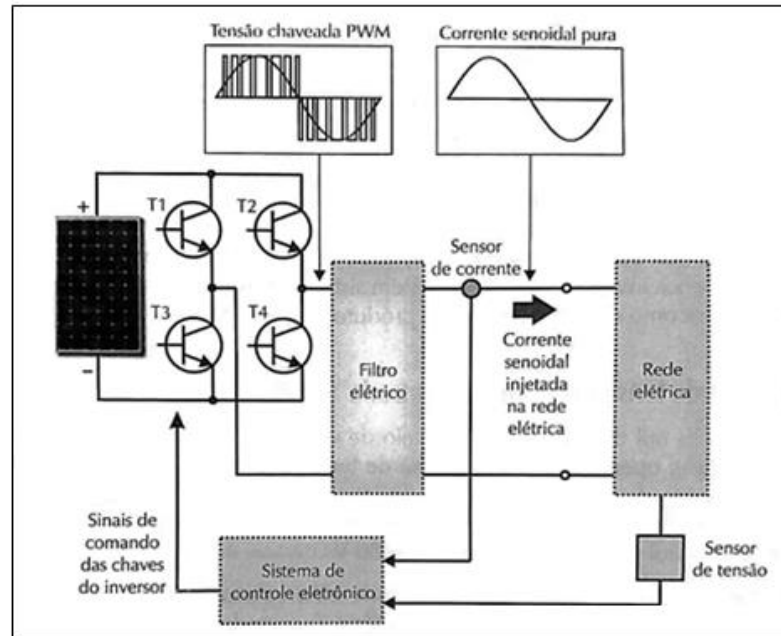
Os inversores interativos funcionam apenas quando estão conectados a uma rede elétrica, numa eventual ausência ou falha no fornecimento de eletricidade da concessionária de energia, o inversor para a conexão com a rede desligando-se automaticamente, garantindo assim a segurança dos equipamentos que estão ligados à rede e das pessoas que possivelmente possam estar realizando manutenção na rede elétrica (VILLALVA, 2015).

Esse tipo de comportamento dos inversores é chamado “anti-ilhamento”, devido a essas características, um inversor *on-grid* não funciona como um inversor *off-grid*, ou seja, não é possível utilizar um inversor interativo em um sistema autônomo, pois o mesmo não foi constituído para alimentar diretamente às cargas, uma vez que é construído para alimentar à rede elétrica (SOUZA, 2017).

A Figura 42 ilustra o funcionamento do um inversor interativo, esse tipo de inversor possui as mesmas características do inversor autônomo, no entanto, o inversor interativo possui um sistema eletrônico de controle sofisticado que o

transforma em uma fonte de corrente. Fazendo com que a corrente injetada pelo inversor na rede elétrica, tenha o formato senoidal, estando sincronizado com a tensão senoidal da rede elétrica (VILLALVA, 2015).

Figura 42 – Funcionamento de um inversor interativo.



Fonte: VILLALVA (2015).

Os inversores interativos estão disponíveis no mercado em diversas faixas de potência, normalmente os inversores empregados para microgeração ou minigeração são monofásicos, com potências tipicamente de até 5 kW, a constituição de um sistema trifásico pode ser feita com a associação de inversores monofásicos em conexão trifásica (VILLALVA, 2015).

A Figura 43 mostra um inversor interativo que atualmente pode ser encontrado no mercado com uma eficiência de conversão de até 99% (PINHO; GALDINO, 2014).



Figura 43 – Inversor interativo.



Fonte: CANADIAN SOLAR (2019).

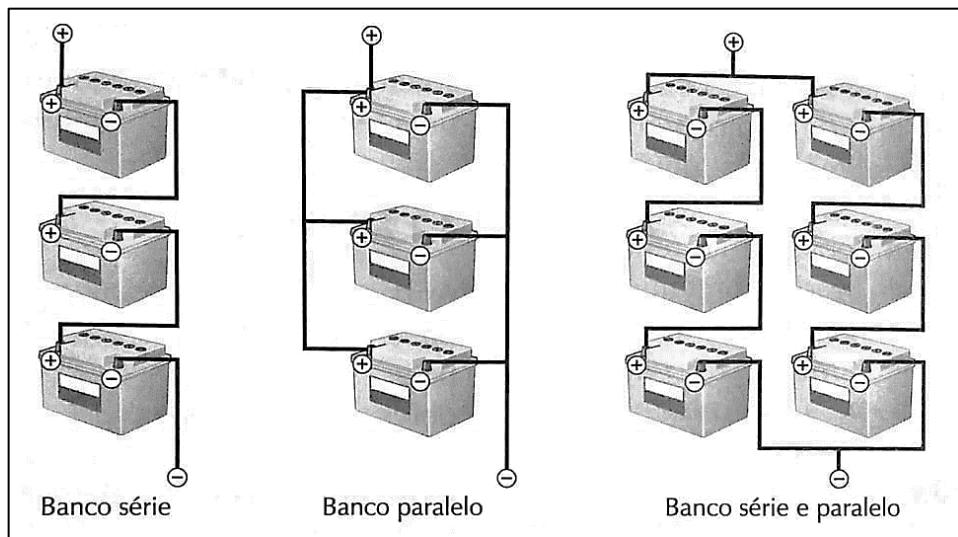
## 2.7 Baterias

Em sistemas autônomos, o uso de dispositivos de armazenamento de energia se faz necessário, devido a característica intermitente e aleatória da radiação solar ao longo do dia que nem sempre é suficiente para abastecer as cargas. Deste modo, parte da energia elétrica gerada durante o dia é armazenada em baterias ou em bancos de baterias para proporcionar um fornecimento constante ao consumidor evitando o desperdício de energia gerada quando o consumo for baixo. Sendo utilizada em momentos nos quais a geração é nula ou insuficiente, com em períodos noturnos e em dias nublados e chuvosos (PINHO; GALDINO, 2014).

### 2.7.1 Banco de baterias

Assim como nos módulos fotovoltaicos, as baterias também são agrupadas em série ou em paralelo para constituírem um banco de baterias. A associação em série permite obter tensões maiores, enquanto na associação em paralelo permite acumular mais energia fornecendo mais corrente elétrica com a mesma tensão. Em alguns casos quando há necessidade de uma maior corrente de saída e elevar a capacidade de armazenamento de carga, utiliza-se a conexão de baterias série e paralelo, a Figura 44 mostra os modos de conexão dos bancos de baterias (VILLALVA, 2015).

Figura 44 – Modos de conexão dos bancos de baterias.



Fonte: VILLALVA (2015).

Nas aplicações de sistemas fotovoltaicos não é recomendado o uso de baterias automotivas convencionais, pois não foram projetadas para aplicações onde precisam de corrente elétrica por longo período de tempo. Sendo projetadas apenas para oferecer grande intensidade de corrente elétrica em um curto tempo (VILLALVA, 2015).

Em contrapartida, uma bateria estacionária foi desenvolvida para sistemas fotovoltaicos ou outros tipos de sistemas que necessitam de armazenamento, sendo projetadas para fornecer correntes constantes por um longo período de tempo, podendo ser descarregada até atingir uma porcentagem menor de sua carga máxima sem se danificar (VILLALVA, 2015).

A vida útil de uma bateria é definida pelo número de ciclo de carga e descarga que ela pode realizar. O estado de flutuação é um processo que tenta manter as baterias num estado de carga próximo à carga plena, evitando que as baterias permaneçam por longos períodos em estado parcial de carga. Este processo é importante pois aumenta a vida útil das baterias (VILLALVA, 2015).

## 2.8 Controlador de carga

Em um sistema fotovoltaico com armazenamento o uso do controlador de carga é indispensável. O controlador de carga é o dispositivo que faz a conexão dos módulos

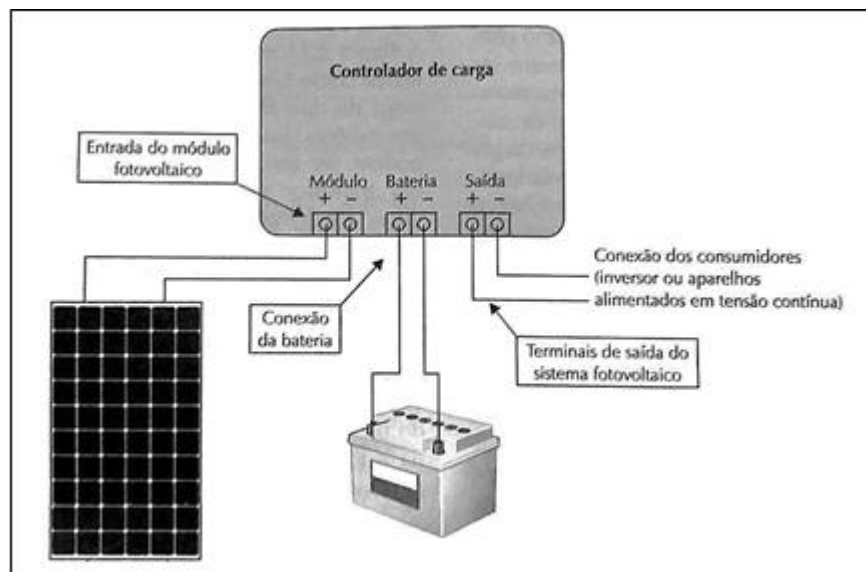
fotovoltaicos e a bateria, evitando o sobrecarregamento ou descarregamento excessivo do banco de baterias (VILLALVA, 2015).

Para evitar a sobrecarga, o controlador de carga desconecta os módulos fotovoltaicos do sistema quando a bateria atinge seu nível máximo, outra medida de proteção realizado pelo controlador é da descarga excessiva, é um recurso que o controlador tem para interromper o consumo de energia quando a bateria atinge seu valor crítico de carga (VILLALVA, 2015).

Os controladores de cargas disponíveis para comercialização geralmente possuem três conjuntos de terminais, como mostrado pela Figura 45. Todos os componentes do sistema devem ser conectados ao controlador. O conjunto de módulos fotovoltaicos é conectado aos terminais indicado no controlador respeitando as polaridades positiva e negativa, assim como o banco de baterias e a saída para o inversor ambos indicados no controlador, respeitando as polaridades descrita no próprio controlador de carga (VILLALVA, 2015).

A conexão com a polaridade invertida pode danificar os componentes do controlador, a conexão dos módulos fotovoltaicos nunca deve ser conectada diretamente ao banco de baterias. A conexão do módulo com a bateria feita pelo circuito interno do controlador de carga (VILLALVA, 2015).

Figura 45 – Modo de utilização de um controlador de carga.

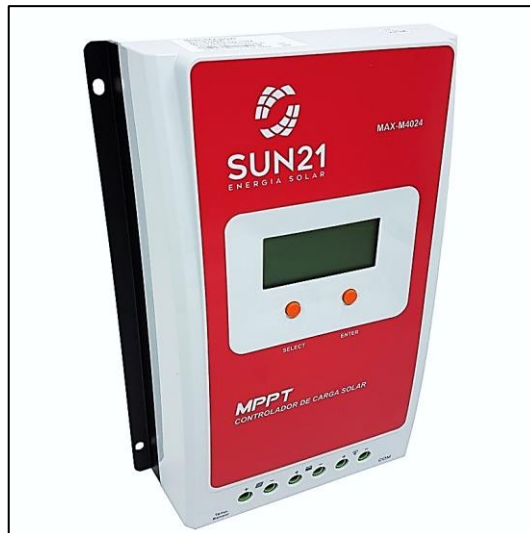


Fonte: VILLALVA (2015).

### 2.8.1 Controladores de cargas PWM e MPPT

Os controladores com MPPT, são os mais sofisticados do mercado, além de possuírem um circuitos eletrônicos com PWM, a qual possibilitam otimizar o processo de carregamento das baterias, ainda possuem o recurso MPPT, que possibilita ao módulo fotovoltaico operar sempre em seu ponto de máxima potência, em qualquer situação de radiação solar ou temperatura de trabalho do módulo, permitindo um ganho de 33% na produção de energia, embora sejam mais caros, os controladores MPPT se tornam mais vantajosos, a Figura 46 mostra um controlador de carga (VILLALVA, 2015).

Figura 46 – Controlador de carga.



Fonte: MINHA CASA SOLAR (2019).

## 2.9 Medidor bidirecional

De acordo com a Solis (2019), o medidor bidirecional é um equipamento eletrônico, essencial para sistemas fotovoltaicos conectados à rede de energia elétrica. Ao contrário do medidor unidirecional, que realiza a medição em um único sentido, o medidor bidirecional, realiza a medição em dois sentidos, não apenas registra a energia consumida pela residência, como também mede a quantidade de energia injetada na rede, pelo sistema de geração fotovoltaico, a Figura 47 mostra a figura de um medidor bidirecional.

Para a implementação do medidor é necessário levar em consideração alguns aspectos da instalação, definindo se é monofásica, bifásica ou trifásica, tensão nominal, corrente máxima e nominal, entre outros fatores (SANTOS, 2018).

Figura 47 – Medidor bidirecional.



Fonte: WEG (2016).

## 2.10 Instalação elétrica

Nos sistemas fotovoltaicos conectados à rede de distribuição de baixa tensão, tanto as conexões quanto os dimensionamentos devem ser realizados por profissionais devidamente habilitados, emitindo uma anotação de Responsabilidade Técnica (ART) e solicitando a aprovação do projeto junto à concessionária de energia local.

Os critérios e exigências da norma ABNT NBR 5410, devem ser atendidos, compreendendo dispositivos de proteção, dimensionamento de condutores de acordo com os critérios de capacidade de corrente, queda de tensão e método de instalação. A instalação dos módulos assim como os dispositivos de proteção dos sistemas fotovoltaicos deve estar em pleno acordo com Resolução Normativa 687/2015.

## 2.11 Aterramento

O aterramento de um sistema fotovoltaico abrange todas as partes condutoras exposta do sistema, como, as armações metálicas dos módulos, o inversor de frequência, o controlador de carga se o sistema for *off-grid*. Esse aterramento deve estar equipotencializado com o sistema de aterramento da unidade consumidora, garantindo assim uma confiabilidade maior no sistema de aterramento. Em outras palavras o sistema de aterramento serve para impedir picos elevados de tensão, escoando esses picos diretamente para a terra.

## 2.12 Manutenção

A manutenção dos sistemas fotovoltaicos, é de fato muito simples de ser realizada, ao cuidar da manutenção, o usuário garante um funcionamento eficaz do sistema, tendo à autonomia de seu uso prolongada, reduzindo gastos com eventuais reposições de peças ou reparos, preservando assim a vida útil do sistema.

Uma das principais atividades de manutenção dos sistemas fotovoltaicos está relacionado às limpezas dos módulos, pois a medida que os módulos acumulam sujeira, provenientes da poeira ou pela poluição do próprio ar, sua eficiência de geração é drasticamente reduzida, outra forma de manutenção é a limpezas dos equipamentos eletrônicos como inversores e controladores de cargas minimizando as perdas ocasionadas por aquecimento.

## 2.13 Indicadores para análise da viabilidade econômica do projeto

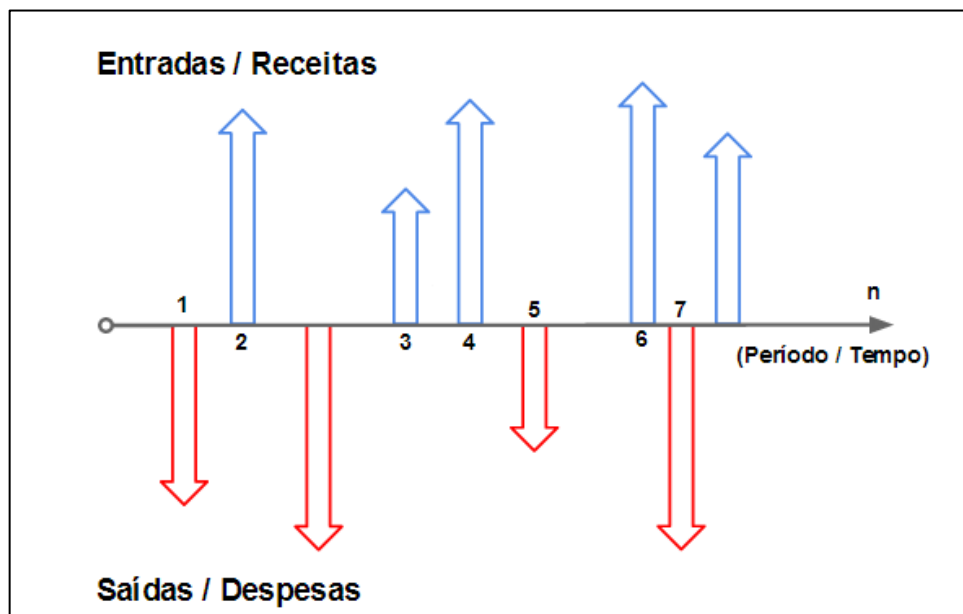
### 2.13.1 Fluxo de caixa

De acordo com Sebrae (2019), fluxo de caixa é um instrumento básico de planejamento e controle financeiro, que apura e projeta o saldo disponível para que exista sempre um capital de giro, para futuras aplicações ou para eventuais gasto.

De acordo com Camargo (2018), pode-se pensar no fluxo de caixa como um reservatório de água. Quando a vazão de entrada de água é maior que a vazão de saída, o volume de água dentro do reservatório será maior, neste âmbito, o fluxo de caixa é positivo. Em contrapartida, se a vazão de saída é maior que a vazão de entrada, o reservatório tende a ficar vazio, neste caso, o fluxo de caixa é negativo.

O fluxo de caixa indica a movimentação financeira em um determinado tempo indicando a entrada e saída das finanças, com o objetivo de prever com maior precisão quando ocorrerá saldo ou a falta de dinheiro em caixa. A Figura 48 mostra a representação gráfica de um fluxo de caixa ao longo do tempo. Esta visão antecipada permite a tomada de decisões importantes (BOTEON; RIBEIRO, 2017).

Figura 48 – Representação do fluxo de caixa.



FONTE: CAMARGO (2018).

### 2.13.2 Valor presente líquido

O Valor Presente Líquido (*VPL*), é um cálculo que consiste em determinar o valor atual de um investimento, determinando o valor presente de pagamentos futuros descontando no cálculo a Taxa Mínima de Atratividade (*TMA*). A interpretação para a viabilização de algum investimento, através do cálculo do *VPL*, é de que se o resultado for maior ou igual a zero o investimento é rentável, por outro lado se esse resultado for menor que zero o investimento não é rentável, esse cálculo pode ser determinado através da equação 1 (FINANCEIRO, 2017).

$$VLP = -FC_0 + \sum_{j=1}^n \frac{FC_j}{(1 + TMA)^j} \quad (1)$$

onde:

$FC$  – Fluxo de caixa;

$FC_0$  – Investimento inicial;

$TMA$  – Taxa mínima de atratividade;

$j$  – Período de cada fluxo de caixa.

### 2.13.3 Taxa interna de retorno

A taxa interna de retorno, ou  $TIR$ , é um indicador que compara as taxas de juros de um investimento, conhecido como  $TMA$ , expressa um valor percentual, demonstrando se o projeto é viável ou não, o investimento só é atrativo se o valor da  $TIR$  for maior que o  $TMA$ , esse cálculo pode ser determinado através da equação 2 (FINANCEIRO, 2017).

$$0 = -FC_0 + \sum_{i=1}^n \frac{FC_i}{(1 + TIR)^i} \quad (2)$$

onde:

$FC$  – Fluxo de caixa;

$FC_0$  – Investimento inicial;

$n$  – Período final de cada investimento;

$i$  – Período de cada investimento.

Em outras palavras essa comparação do  $TIR$  com a  $TMA$ , permite ao investidor interpretar, que quanto maior for a Taxa Mínima de Atratividade ( $TMA$ ), para a implementação do investimento, menor será sua rentabilidade ou retorno financeiro (FINANCEIRO, 2017).

### 2.13.4 Payback

De acordo com, Financeiro (2017), “*payback* é um indicador do tempo de retorno de um investimento. Diz respeito ao período que a empresa irá levar para devolver aos seus cofres o dinheiro aplicado em um novo projeto ou investimento”.



### 3 ESTUDO DE CASO

#### 3.1 Caso 1 – sistema *on-grid*

##### 3.1.1 Dados do local

O estudo de caso 1 será baseado na aplicação de um sistema fotovoltaico conectado à rede elétrica de distribuição, ou seja, um sistema *on-grid*. O local proposto para o estudo de caso se encontra na zona rural do município de Ji-Paraná, localizado no estado de Rondônia. A Tabela 3 mostra o consumo anual de energia elétrica, com um consumo médio mensal de 370 kWh.

Tabela 3 - Consumo de energia elétrica dos últimos doze meses.

<b>Mês</b>	<b>Consumo (kWh)</b>
Janeiro	338
Fevereiro	357
Março	388
Abril	373
Mai	390
Junho	410
Julho	432
Agosto	398
Setembro	344
Outubro	316
Novembro	362
Dezembro	333
<b>Média</b>	<b>370</b>

Fonte: O autor (2019).

No entanto, é importante salientar, que a concessionária de energia do estado de Rondônia, que hoje é administrado pela empresa Energisa, cobra um custo de disponibilidade de energia elétrica de acordo com tipo de instalação implementada. Portanto mesmo sem a utilização da energia elétrica fornecida pela concessionária, o consumidor pagará em sua fatura o custo da disponibilidade de energia.

Baseada em sua norma interna a Energisa, segue os padrões exigidos pela Resolução Normativa Nº 414, de 2010, da ANEEL, que estabelece as condições gerais de fornecimento de energia elétrica. Onde o consumidor do grupo B, terá adicionado em seu faturamento mensal um custo de:

- I – 30 kWh, se monofásico ou bifásico a 2 (dois) condutores;
- II – 50 kWh, se bifásico a 3 (três) condutores; ou
- III – 100 kWh, se trifásico.

Como a instalação é bifásica com três condutores, o consumidor é obrigado a pagar os 50 kWh mensais, mesmo sem utilizar. No entanto para efeito de dimensionamento, o cálculo da média mensal do consumo de energia elétrica deve ser realizado descontando a taxa de disponibilidade, desse modo como a média do consumo mensal foi de (370 kWh) menos o custo de disponibilidade que é de (50 kWh), a média real de consumo mensal é de 320 kWh. A média diária é calculada dividindo o consumo mensal pela quantidade de dias do mês (30 dias), desta forma chega a um valor médio diário de aproximadamente 11 kWh.

Os módulos serão instalados no telhado da residência, que possui uma área de aproximadamente 98 m<sup>2</sup>. A inclinação dos módulos é definida através da latitude do local, os dados da Tabela 4 indicada qual o melhor ângulo para a inclinação dos módulos.

Tabela 4 – Escolha do ângulo de inclinação do módulo.

<b>Latitude geográfica do local</b>	<b>Ângulo de inclinação recomendado</b>
0° a 10°	$\alpha = 10^\circ$
11° a 20°	$\alpha = \text{latitude}$
21° a 30°	$\alpha = \text{latitude} + 5^\circ$
31° a 40°	$\alpha = \text{latitude} + 10^\circ$
41° ou mais	$\alpha = \text{latitude} + 15^\circ$

Fonte: Adaptado VILLALVA (2015).

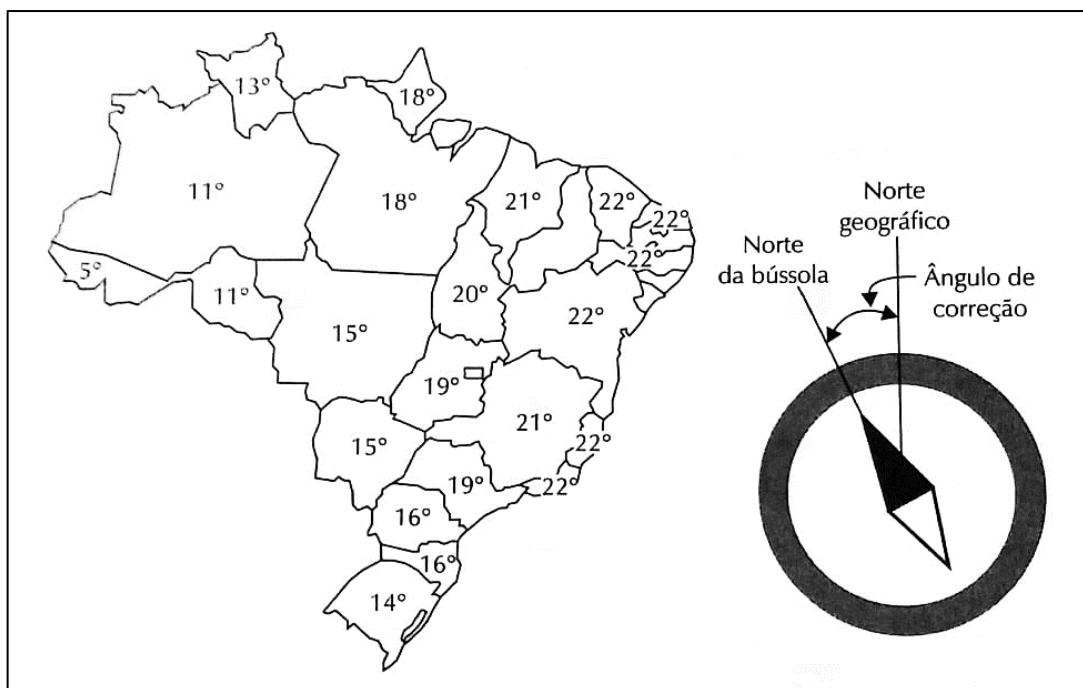
Para determinar o ângulo de latitude e longitude de uma localidade, pode-se recorrer ao *Google Maps*. O município de Ji-paraná possui uma latitude de -10.881494 e uma longitude de -61.941220, portanto, como a localidade se encontra na zona rural do município de Ji-paraná, à latitude encontrada foi -10.594746, de acordo com a tabela 4, o ângulo de inclinação dos módulos deverá ser de 10°.

Outro fator importante a ser considerado na instalação dos módulos, é a sua orientação, como o estado de Rondônia está localizado no hemisfério sul do planeta

Terra, os módulos devem estar orientados para o norte geográfico do planeta, favorecendo assim a máxima captação da radiação solar dos módulos. O norte geográfico pode encontrado indiretamente com o auxílio de uma bússola, uma vez que a agulha da bússola sempre ficará alinhada com as linhas do campo magnético da Terra.

Porém essas linhas de campo se distribuem pelo globo terrestre de maneira irregular, de modo que nem sempre a agulha da bússola aponta de fato para o norte geográfico conhecido como norte real, para descobrir a direção do norte geográfico, pode-se se utilizar uma tabela ou um mapa de com ângulos de correção, de acordo com a Figura 49 apresentada a seguir, é possível definir o norte geográfico, subtraindo o ângulo da correção com o ângulo encontrado pela bússola. Nesse âmbito o ângulo de correção para o estado de Rondônia e de  $11^{\circ}$ .

Figura 49 – Mapa de ângulos de correção para encontrar o norte geográfico.



Fonte: VILLALVA (2015).

Outro dado importante para efeito de dimensionamento de um sistema fotovoltaico é a média de irradiação solar, para calcular essa média, será utilizado o programa *SunData* do *Cresesb*, disponível pelo endereço eletrônico em: (<http://www.cresesb.cepel.br/index.php?section=sundata&>), para a obtenção desses dados basta digitar as coordenadas geográficas do local (latitude e longitude), a

Tabela 5 mostra os dados da irradiação solar obtidos no programa , onde a irradiação solar média foi de 4,58 kWh/m<sup>2</sup>.dia. Em outras palavras, essa irradiação media trata-se da quantidade de horas de sol pleno diária numa intensidade de 1000 W/m<sup>2</sup>.

Tabela 5 – Irradiação solar Mensal de Ji-paraná.

<b>Mês</b>	<b>HSP (h/dia)</b>
Janeiro	4,37
Fevereiro	4,34
Março	4,36
Abril	4,42
Mai	4,32
Junho	4,35
Julho	4,45
Agosto	4,93
Setembro	4,86
Outubro	5,05
Novembro	4,84
Dezembro	4,72
<b>Média</b>	<b>4,58</b>

Fonte: CRESESB SUNDATA (2019).

### 3.1.2 Dimensionamento

Conforme a Resolução Normativa nº 687/2015 da Aneel. A potência instalada da microgeração e da minigeração distribuída fica limitada à potência disponibilizada para a unidade consumidora onde a central geradora será conectada, nos termos do inciso LX, art. 2º da Resolução Normativa nº 414, de 9 de setembro de 2010 (ANEEL, 2015).

De acordo com a Resolução Normativa nº 414/2010, no inciso LX, art. 2º. A potência que o sistema elétrico da distribuidora deve dispor para atender aos equipamentos elétricos da unidade consumidora, segundo os critérios estabelecidos nesta Resolução e configurada com base nos seguintes parâmetros:

**a) Unidade consumidora do grupo A:** a demanda contratada, expressa em quilowatts (kW); e

**b) unidade consumidora do grupo B:** a resultante da multiplicação da capacidade nominal de condução de corrente elétrica do dispositivo de proteção geral da unidade consumidora pela tensão nominal, observado o fator específico referente ao número de fases, expressa em quilovolt-ampère (kVA).

Como a unidade consumidora se enquadra no grupo B, e a tensão de fornecimento da Energisa, para unidade consumidora é de 220 V, e o disjuntor de proteção é 63 A. A capacidade de geração máxima que pode instalar é de 13,86 kW (63 A × 220 V).

Para dimensionar um sistema fotovoltaico, o primeiro passo foi determinar a potência nominal do sistema, dada pela equação 3 a seguir:

$$P_{inst} = \frac{E_C}{HSP \times \eta} \quad (3)$$

onde:

$P_{inst}$  – Potência nominal do sistema calculado;

$E_C$  – Consumo médio diário durante o ano (kWh/dia);

$HSP$  – Horas de Sol Pleno (h/dia);

$\eta$  – Rendimento (considerando todas as perdas).

De acordo com a Fotaic (2017), pode-se determinar o rendimento de um sistema fotovoltaico, através da somatória das perdas que cada componente do sistema, a Tabela 6 demonstra as estimativas de perdas.

Tabela 6 - Perdas estimadas nos sistemas fotovoltaicos.

<b>Perdas</b>	<b>Valor em %</b>
Inversor	4
Condutor CA	1
Condutor CC	1
Perdas por temperatura	11
Incompatibilidade elétrica	1
Acúmulo de sujeira	2
<b>Perdas totais</b>	<b>20</b>

Fonte: Adaptado de FOTAIC (2017).

Empregando os dados obtidos, na equação 3 pode-se definir a potência nominal do sistema, onde  $E_C = 11$  kWh,  $HSP = 4,58$  h/dia, e o rendimento  $\eta = 80\%$ , obtém-se um  $P_{inst} = 3,0$  kWp, no entanto, como a tendência do consumidor é aumentar o seu consumo, devido a implementação do sistema fotovoltaico, será considerado um aumento de 10% da potência nominal do sistema calculado, assim, a potência nominal calculada é de 3,3 kWp.

O número de módulos fotovoltaicos para atender a demanda necessária é calculado pela equação 4, o módulo escolhido foi o módulo policristalino 330W da Canadian Solar - CS6U-330P (Anexo A), com uma eficiência de 16.97%.

$$N_p = \frac{P_{inst}}{P_{módulo}} \quad (4)$$

onde:

$N_p$  – Número de módulos;

$P_{inst}$  – Potência nominal do sistema calculado;

$P_{módulo}$  – Potência do módulo.

Aplicando os valores na equação 4, onde  $P_{inst} = 3,3$  kWp e  $P_{módulo} = 330$  W, obtêm-se o número de módulos, sendo necessários 10 módulos fotovoltaicos ( $N_p = 10$  módulos).

A escolha do inversor empregado no sistema fotovoltaico on-grid, deve levar em consideração uma potência variável de  $\pm 20\%$  a potência total dos módulos. Como a potência total foi de 3,3 kWp, a mínima potência que o inverso pode assumir é de 2,64 kW e a máxima potência e de 3.96 kW. Logo, escolheu-se um inversor monofásico de 4 kW da fabricante Fronius, (Anexo B) com eficiência máxima de 98,1%, a quantidade máxima de painéis em série é calculada pela equação 5.

$$N_{série} = \frac{V_{i\_max}}{V_{0c\_módulo}} \quad (5)$$

onde:

$N_{série}$  – Quantidade máxima de módulos que podem ser conectados em série;

$V_{i,max}$  – Tensão máxima do inversor;

$V_{0c,módulo}$  – Tensão total de circuito aberto do módulo.

De acordo com Anexo B, o inversor possui uma tensão máxima de 1000 V e o módulo possui uma tensão de circuito aberto de 45,6 V. Desta forma, aplicando-se os valores na equação 5, obtém-se  $N_{série} = 22$  módulos.

Após definir a quantidade de módulos conectados em série, precisa-se calcular o número máximo de arranjos podem ser conectados em paralelo dada pela equação 6, uma vez que esse cálculo se faz necessário para verificar a compatibilidade do arranjo com a capacidade de rastreamento *MPPT* do inversor (80 – 800 V), Anexo B.

$$N_{paralelo} = \frac{I_{max}}{I_{sc,módulo}} \quad (6)$$

Onde:

$N_{paralelo}$  – Quantidade máxima de arranjos que em paralelo;

$I_{max}$  – Capacidade de corrente do inversor;

$I_{sc,módulo}$  – Corrente de curto-circuito do módulo.

Aplicando os valores na equação 6, o inversor possui uma capacidade de corrente de entrada de 12 A e o módulo fotovoltaico possui uma corrente de curto-circuito de 9,45 A, obtém-se uma quantidade 1 arranjo. Nesse âmbito, escolheu-se 1 arranjo com 10 módulos de 330 W conectados em série, com cada módulo fornecendo uma corrente de 8.8 A, por ser uma ligação em série a corrente total do sistema é de 8.8 A, com uma tensão total de 372 V ( $10 \times 37,2$  V).

Como a tensão total do sistema foi de 372 V ( $10 \times 37,2$  V), denota-se a compatibilidade com a faixa de variação da tensão mínima e máxima do inversor escolhido, visto que, o inversor possui um ranger entre (80 - 1000 V) Anexo B.

Conforme Masutti, Tabarelli e Santos (2015), a geração mensal é calculada a partir da equação 7.

$$G_{mensal} = P_{inst} \times N \times \eta \times HSP \quad (7)$$

onde:

$G_{mensal}$  – Energia mensal gerada;

$P_{inst}$  – Potência nominal do sistema calculado;

$N$  – Número de dias do mês (30 dias);

$\eta$  – Rendimento do sistema (80%);

$HSP$  – Horas de Sol Pleno (h/dia).

Para avaliar o critério econômico, foi construída a Tabela 7 juntamente com a Figura 50, que apresentam os gastos mensais com o sistema de 10 módulos fotovoltaicos de 330 W. Na Tabela 6 é apresentado o consumo de energia, a energia gerada em cada mês, que é (calculado pela equação 7), de acordo com a radiação de cada mês (mostrado pela Tabela 5), o valor do crédito de energia elétrica, o valor de débito, de quando o valor gerado supera o consumo, a diferença entre a fatura do sem e com o SFCR. O valor da tarifa de energia elétrica utilizada foi a do mês de maio de 2019, para a classe bifásica do grupo B2, considerando o valor da tarifa agregando alguns impostos, é em torno de R\$ 0,88.

Tabela 7 – Dados econômicos do SFCR do primeiro ano de Instalação.

Mês	Consumo (kWh)	Geração (kWh)	Cosumo Real (kWh)	Debito (kWh)	Credito (kWh)	Fatura sem SFCR	Fatura com SFCR	Diferença
Janeiro	338	346	288	-	58	R\$ 297,44	R\$ 44,00	R\$ 253,44
Fevereiro	357	344	307	-	37	R\$ 314,16	R\$ 44,00	R\$ 270,16
Março	388	345	338	-	7	R\$ 341,44	R\$ 44,00	R\$ 297,44
Abril	373	350	323	-	27	R\$ 328,24	R\$ 44,00	R\$ 284,24
Maio	390	342	340	-	2	R\$ 343,20	R\$ 44,00	R\$ 299,20
Junho	410	345	360	15	-	R\$ 360,80	R\$ 57,62	R\$ 303,18
Julho	432	352	382	30	-	R\$ 380,16	R\$ 70,01	R\$ 310,15
Agosto	398	390	348	-	42	R\$ 350,24	R\$ 44,00	R\$ 306,24
Setembro	344	385	294	-	91	R\$ 302,72	R\$ 44,00	R\$ 258,72
Outubro	316	400	266	-	134	R\$ 278,08	R\$ 44,00	R\$ 234,08
Novembro	362	383	312	-	71	R\$ 318,56	R\$ 44,00	R\$ 274,56
Dezembro	333	374	283	-	91	R\$ 293,04	R\$ 44,00	R\$ 249,04
<b>Total</b>	<b>4441</b>	<b>4357</b>	<b>3841</b>	<b>45</b>	<b>561</b>	<b>R\$ 3.908,08</b>	<b>R\$ 567,64</b>	<b>R\$ 3.340,44</b>

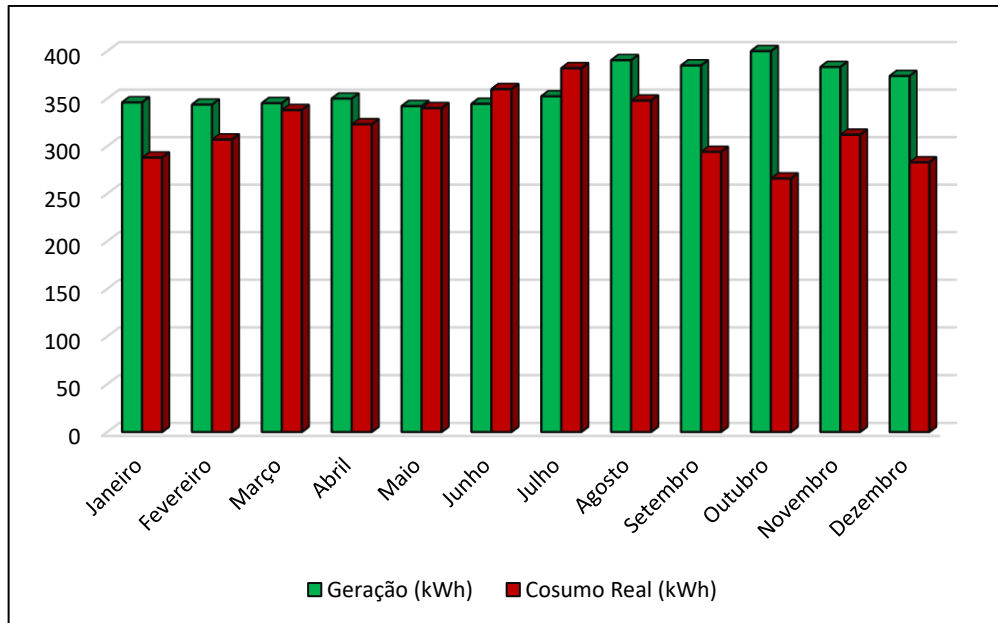
Fonte: O autor (2019).

No primeiro ano, sem o SFCR o consumidor pagaria R\$ 3.908,08 (considerando a tarifa de R\$ 0,88), enquanto que com o SFCR o consumidor passaria a pagar R\$ 567,64. Ou seja, o consumidor apenas pagaria o custo de disponibilidade de energia que é de 50 kWh, com exceção dos meses de junho e julho meses em que



a geração foi menor que o consumo. Logo, o consumidor teria uma economia em seu primeiro ano de instalação aproximadamente R\$ 3.340,44, ou seja, uma economia de cerca de 85,47%.

Figura 50 – Consumo e geração ao longo do primeiro ano do investimento.



Fonte: O autor (2019).

A Tabela 8, demonstra a geração e o consumo a longo da vida útil de todo o sistema que é de 25 anos. Para calcular a geração mensal, foi preciso considerar a perda de eficiência anual dos módulos. De acordo com o fabricante, explicito no Anexo B, os módulos fotovoltaicos possuem uma perda de eficiência de 0,7% anual. Para efeito de cálculos também foi considerado um aumento de 6% na tarifa de energia elétrica.

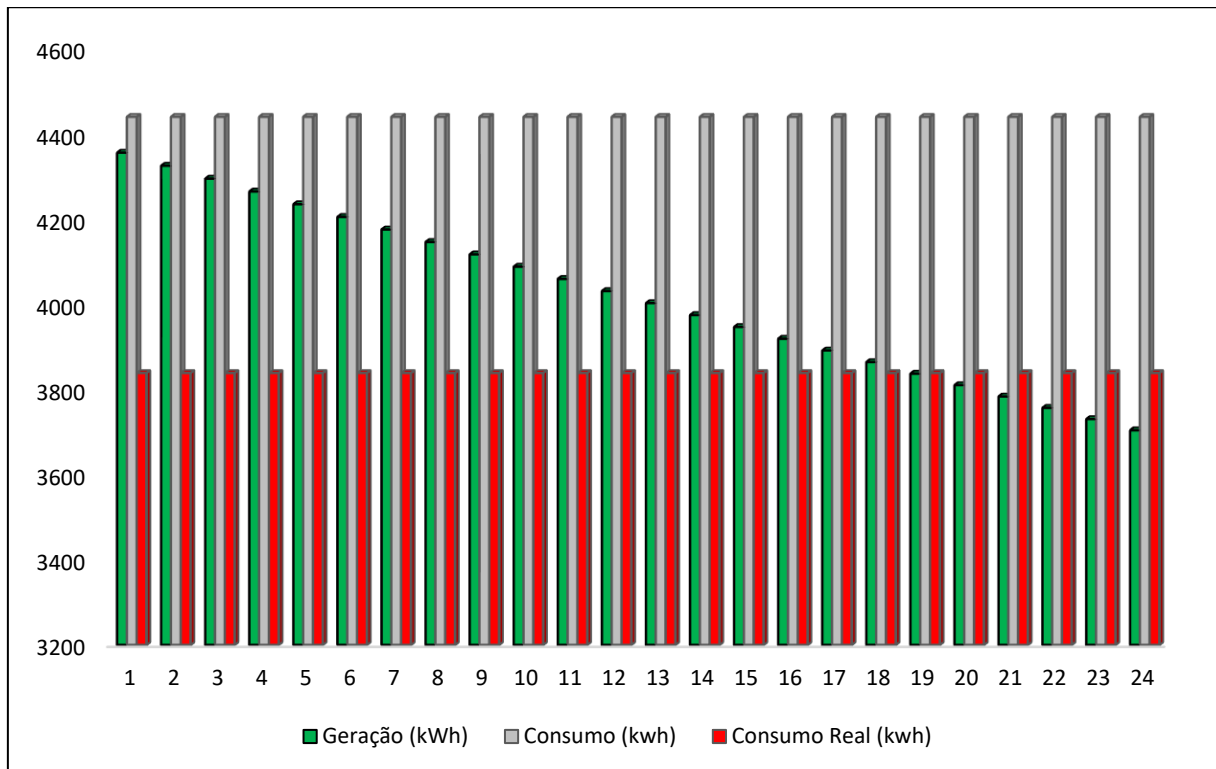
Tabela 8 – Geração e consumo ao longo da vida útil do sistema.

Ano	Geração (kWh)	Tarifa de energia	Ganho com SFCR	Consumo (kwh)	Consumo Real (kwh)	Fatura sem SFCR
1	4357	R\$ 0,88	R\$ 3.834,16	4441	3841	R\$ 3.908,08
2	4327	R\$ 0,93	R\$ 4.035,76	4441	3841	R\$ 4.142,56
3	4296	R\$ 0,99	R\$ 4.247,96	4441	3841	R\$ 4.391,12
4	4266	R\$ 1,05	R\$ 4.471,32	4441	3841	R\$ 4.654,59
5	4236	R\$ 1,11	R\$ 4.706,42	4441	3841	R\$ 4.933,86
6	4207	R\$ 1,18	R\$ 4.953,88	4441	3841	R\$ 5.229,89
7	4177	R\$ 1,25	R\$ 5.214,36	4441	3841	R\$ 5.543,69
8	4148	R\$ 1,32	R\$ 5.488,53	4441	3841	R\$ 5.876,31
9	4119	R\$ 1,40	R\$ 5.777,12	4441	3841	R\$ 6.228,89
10	4090	R\$ 1,49	R\$ 6.080,88	4441	3841	R\$ 6.602,62
11	4061	R\$ 1,58	R\$ 6.400,61	4441	3841	R\$ 6.998,78
12	4033	R\$ 1,67	R\$ 6.737,15	4441	3841	R\$ 7.418,70
13	4005	R\$ 1,77	R\$ 7.091,39	4441	3841	R\$ 7.863,82
14	3977	R\$ 1,88	R\$ 7.464,26	4441	3841	R\$ 8.335,65
15	3949	R\$ 1,99	R\$ 7.856,73	4441	3841	R\$ 8.835,79
16	3921	R\$ 2,11	R\$ 8.269,84	4441	3841	R\$ 9.365,94
17	3894	R\$ 2,24	R\$ 8.704,66	4441	3841	R\$ 9.927,90
18	3867	R\$ 2,37	R\$ 9.162,36	4441	3841	R\$ 10.523,57
19	3839	R\$ 2,51	R\$ 9.644,11	4441	3841	R\$ 11.154,99
20	3813	R\$ 2,66	R\$ 10.151,20	4441	3841	R\$ 11.824,28
21	3786	R\$ 2,82	R\$ 10.684,95	4441	3841	R\$ 12.533,74
22	3759	R\$ 2,99	R\$ 11.246,77	4441	3841	R\$ 13.285,77
23	3733	R\$ 3,17	R\$ 11.838,12	4441	3841	R\$ 14.082,91
24	3707	R\$ 3,36	R\$ 12.460,57	4441	3841	R\$ 14.927,89
25	3681	R\$ 3,56	R\$ 13.115,74	4441	3841	R\$ 15.823,56

Fonte: O autor (2019).

A Figura 51, mostra uma comparação com a geração esperada ao longo de 24 anos representado pela cor verde, com o consumo real da residência em vermelho, e o consumo geral que é a soma do consumo real mais a taxa de disponibilidade cobrado pela concessionária expresso pela cor cinza, considerando a perda de eficiência dos módulos ao longo dos anos, observa-se que mesmo que a geração decresça, não compromete à geração esperada para atender o consumo real da residência.

Figura 51 – Consumo e geração ao longo de 24 anos.

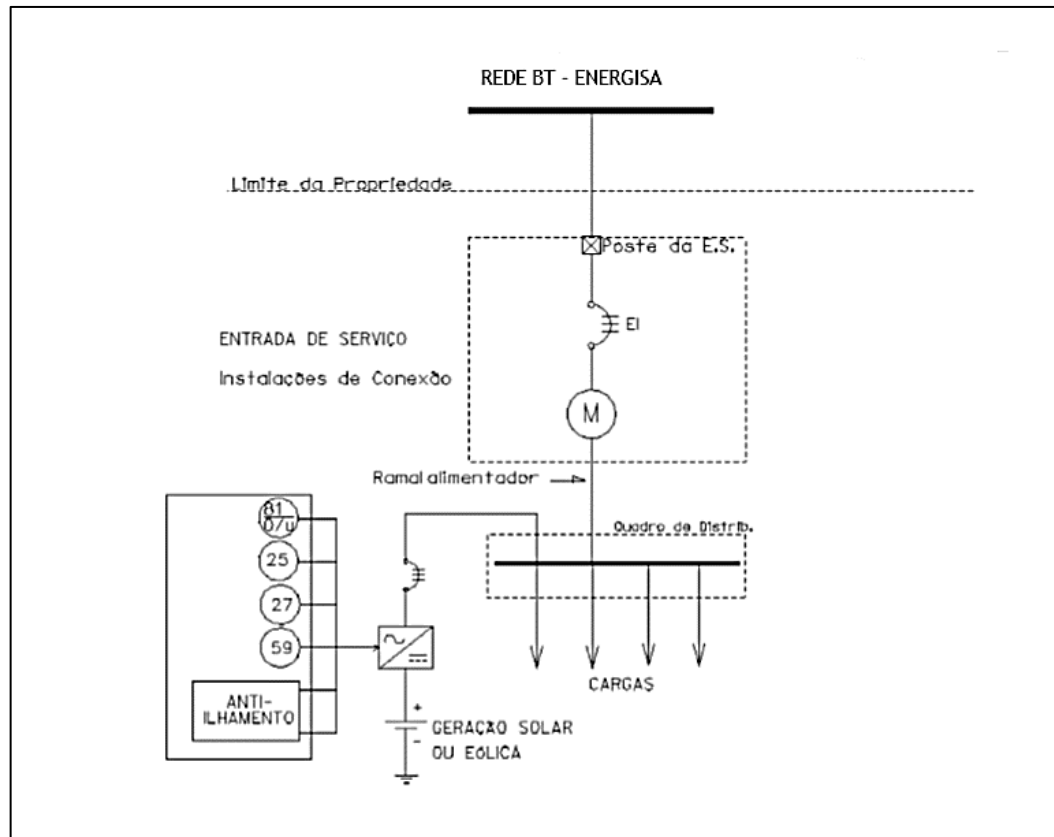


Fonte: O autor (2019).

### 3.1.3 Instalação elétrica

A instalação deve estar de acordo com as normas vigentes, além, de estar em conformidade com as determinações exigidas pela concessionária local de energia. A Energisa disponibiliza a Norma técnica de distribuição NTD – 013. Que estabelece: Os critérios para a conexão de acessantes da micro e mini geração distribuída ao sistema de distribuição da Energisa. Esta norma estabelece as condições para a conexão do sistema de geração até a conexão com a rede, conforme mostra a Figura 52.

Figura 52 – Esquema de ligação do SFCR da Energisa.



Fonte: ENERGISA (2016)

### 3.1.4 Condutores

Os condutores devem ser dimensionados conforme a NBR 5410, que estabelece as condições para o dimensionamento de capacidade de condução de corrente, seção mínima, curto-circuito, queda de tensão. Para esse estudo de caso pode-se considerar somente a capacidade de condução de corrente, já que a distância entre as conexões dos equipamentos é relativamente pequena. (O Anexo C) mostra a tabela de capacidade de corrente de condução elétrica, da NBR 5410, onde é possível determinar a seção mínima de condutores de acordo com a instalação, para o condutor ligado ao módulo o fabricante recomenda um condutor com seção de no mínimo  $4\text{mm}^2$ .

Deste modo, a seção mínima dos condutores é:

- 15 m de cabo solar de  $4\text{mm}^2$  preto;
- 15 m de cabo solar de  $4\text{mm}^2$  vermelho;

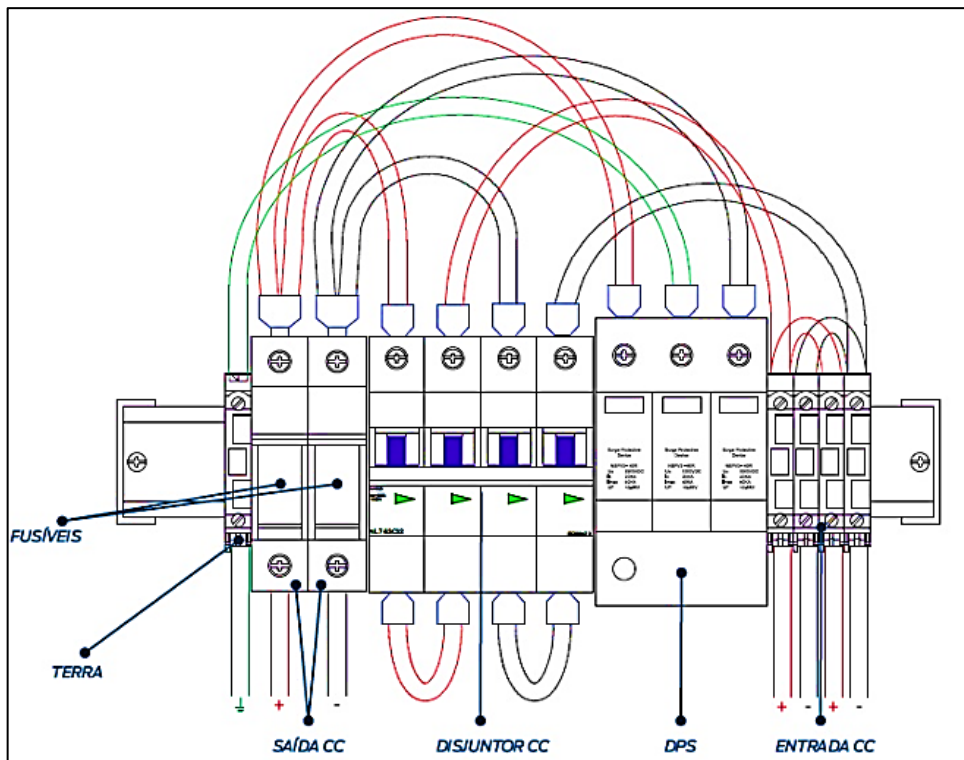
- 15 m de cabo CA de 2,5 mm<sup>2</sup> preto (fase);
- 15 m de cabo CA de 2,5 mm<sup>2</sup> azul (neutro);
- 30 m de cabo de 2,5 mm<sup>2</sup> para proteção (verde).

### 3.1.5 Proteção

Como todo sistema elétrico, os sistemas fotovoltaicos estão sujeitos a surtos, para a proteção do sistema fotovoltaico utilizou-se a *String box* CC *EcoSolys*, é a interface desenvolvida para garantir a proteção do circuito entre o módulo fotovoltaico e o inversor, cumprindo com todas as indicações de um quadro elétrico de proteção em corrente contínua. A Figura 53 mostra o esquema elétrico da *string box*. Este quadro é composto por:

- Por 2 entradas e uma saída;
- Base porta fusível com fusíveis de 10 A;
- Chave seccionadora em corrente contínua 16 A e 660 V;
- DPS corrente contínua para os polos positivo e negativo.

Figura 53 – Esquema elétrico da string box.



Fonte: MINHA CASA SOLAR (2019).

### 3.1.6 Orçamento

Orçamento é um método para a avaliação ou cálculo especulativo do custo de uma obra ou serviço a ser realizado. Para definir ao certo o que é orçamento, deve-se levar em consideração duas de suas principais características: a receita, ou seja valor arrecadado ou disponível, e a despesa, que é gasto utilizado para a conclusão ou manutenção de algo (SIGNIFICADOS, 2015).

A Tabela 9 mostra o orçamento do estudo de caso 1, onde foram considerados, no cálculo de mão de obra/ custos extras, 15% do valor total dos demais componentes.

Tabela 9 – Orçamento do estudo de caso 1.

<b>Material</b>	<b>Quantidade</b>	<b>Preço</b>
Painel Canadian solar 330 W	10	R\$ 7.000,00
Stringbox CC - EcoSolys	1	R\$ 852,00
Inversor Fronius Primo 4000 W	1	R\$ 8.713,70
DPS 65 kA	1	R\$ 120,00
Disjuntor 25 A	1	R\$ 31,00
Cabo solar	30 m	R\$ 118,50
Cabo CA	30 m	R\$ 27,73
Cabo de proteção	30 m	R\$ 27,73
Estrutura de fixação em alumínio	3	R\$ 1.200,00
Transformador rebaixador 6 kVA 220/127	1	R\$ 205,00
Mão de obra/custos extras	-	R\$ 2.751,54
<b>Total</b>	-	<b>R\$ 21.047,20</b>

Fonte: O autor (2019).

## 3.2 Caso 2 – sistema *off-grid*

### 3.2.1 Dados do local

O estudo de caso 2 será baseado na aplicação de um sistema fotovoltaico isolado da rede elétrica, ou seja, um sistema fotovoltaico *off-grid*. O local proposto para o estudo de caso 2 é o mesmo do estudo de caso 1, portanto, alguns dados utilizados no estudo de caso 1, será reaproveitado para o estudo de caso 2.

O primeiro passo para o dimensionamento de um sistema fotovoltaico autônomo é o levantamento do consumo de energia elétrica, através da Tabela 3 pode-se determinar o mês de maior consumo de energia elétrica, que foi o mês de julho com uma média de 432 kWh, incluso com a taxa de disponibilidade de 50 kWh,

a qual será descontado para o dimensionamento, então o consumo real do mês de julho foi de 382 kWh. Para determinar a média diária basta, dividir o consumo mensal por 30, no que resultará num consumo diário de 12,73 kWh, assim como no estudo de caso 1 o ângulo de inclinação dos módulos deverá ser de 10°, do mesmo modo, deverá ser realizado a correção para o norte geográfico que para o estado de Rondônia é de 11°.

Tabela 3 - Consumo de energia elétrica dos últimos doze meses.

<b>Mês</b>	<b>Consumo (kWh)</b>
Janeiro	338
Fevereiro	357
Março	388
Abril	373
Mai	390
Junho	410
Julho	432
Agosto	398
Setembro	344
Outubro	316
Novembro	362
Dezembro	333
<b>Média</b>	<b>370</b>

Fonte: O autor (2019).

### 3.2.2 Dimensionamento

#### 3.2.2.1 Dimensionamento do banco de baterias

De acordo com Villalva (2015), o dimensionamento do banco de baterias empregados num sistema fotovoltaico deve levar em conta os seguintes aspectos:

- Qual a quantidade de energia necessária para o consumo diário;
- Qual a quantidade de dias de autossuficiência do banco de baterias para alimentar o consumo, caso não haja produção de energia suficiente, e;
- Qual a profundidade de descarga permitida pelas baterias.

Em geral uma profundidade de descarga das baterias pode variar entre 20% a 50%, uma descarga de 20% proporciona uma vida longa as baterias, enquanto que um a descarga de 50% proporciona uma vida útil reduzida (VILLALVA, 2015).

Neste estudo de caso será adotará uma descarga de 50%, uma vez que a energia armazenada nas baterias suprirá a necessidade de dois dias de uso. Em outras palavras mesmo que não haja geração por dois dias seguidos, haverá energia armazenada no banco para suprir os dois dias de consumo, tendo ao final desses dois dias uma descarga de 50%. A profundidade de descarga desse estudo de caso é bastante razoável, pois se considerarmos a energia necessária apenas para o uso diário sua profundidade de descarga será de apenas 25%.

Para dimensionar o banco de baterias, o primeiro passo foi determinar a energia que será armazenada pelo banco de baterias, dada pela equação 8 a seguir:

$$E_A = E_C \times N \quad (8)$$

onde:

$E_A$  – Energia armazenada no banco de baterias (Wh);

$E_C$  – Energia consumida (Wh);

$N$  – Número de dias (2 dias).

Empregando os dados obtidos na equação 8, onde  $E_C = 12,73$  kWh e  $N = 2$ , obtêm-se uma energia armazenada de  $E_A = 25,46$  kWh.

O banco de baterias será empregado num sistema de 24 V. deseja-se ter uma profundidade de descarga de 50%, com baterias de chumbo ácido de 12 V, nesse âmbito, devera-se determinar o número de baterias em série que pode ser calculado pela equação 9.

$$N_{BS} = \frac{V_{Banco}}{V_{Vbat}} \quad (9)$$

onde:

$N_{BS}$  – Número de baterias ligadas em série;

$V_{Banco}$  – Tensão do banco de baterias (V);

$V_{Vbat}$  – Tensão da bateria utilizada (V).



Empregando os dados obtidos na equação 9, onde  $V_{Banco} = 24 \text{ V}$  e  $V_{Vbat} = 12 \text{ V}$ , obtêm-se o número de ligação em série  $N_{BS} = 2$ .

Após definir o número de ligações em série é preciso determinar a capacidade de carga (Ah) do banco de baterias que pode ser calculado pela equação 10.

$$C_{Banco} = \frac{C_{Banco}}{\frac{V_{Banco}}{P_D}} \quad (10)$$

onde:

$C_{Banco}$  – Capacidade de carga do banco de baterias em Ampère-hora (Ah);

$E_A$  – Energia armazenada no banco de baterias (Wh);

$V_{Banco}$  – Tensão do banco de baterias (V);

$P_D$  – Profundidade de descarga das baterias (50%).

Aplicando os valores na equação 10, em que a energia armazenada é de  $E_A = 25,46 \text{ kWh}$ , a tensão do banco de baterias é de  $V_{Banco} = 24 \text{ V}$  e a Profundidade de descarga das baterias e de (50%). Obtêm-se uma capacidade de  $C_{Banco} = 2121,67 \text{ Ah}$ .

Considerando o uso de baterias de 240 Ah, conforme apresentado pelo (Anexo D), pode-se determina o número de conjuntos de baterias conectados em paralelo, dada pela equação 11.

$$N_{BP} = \frac{C_{Banco}}{C_{bat}} \quad (11)$$

em que:

$N_{BP}$  – Número de conjuntos de baterias ligados em paralelo;

$C_{Banco}$  – Capacidade de carga do banco de baterias em Ampère-hora (Ah);

$C_{bat}$  – Capacidade de carga de cada bateria em Ampère-hora (Ah).

Aplicando os valores na equação 11, onde a capacidade de carga do banco é de  $C_{Banco} = 2121,67 \text{ Ah}$ , e a capacidade de carga de cada bateria é de  $C_{bat} = 240$

Ah, obtêm-se  $N_{BP} = 8,84$ , o número 8,84 pode ser arredondado quanto para cima, quanto para baixo, para te um sistema de custo menor, pode-se optar por apenas oito conjuntos. Para garantir que o sistema atenda a necessidade do usuário, optou-se pelo emprego de nove baterias no conjunto, sendo assim o banco de baterias será composto por dezoito baterias.

### 3.2.2.2 Quantidade de módulos

De acordo com Villalva (2015), a escolha da quantidade de módulos empregados deve ser definida com base na produção energia elétrica do módulo, no local da instalação e no tipo de controlador de carga a ser empregado no sistema.

Para esse estudo de caso foi considerado um controlador de carga que possui o recurso do *MPPT*, recurso já comentado no Capítulo 2, neste caso o cálculo da energia produzida pelo módulo é feito pelo método da insolação. Que consiste, em calcular a energia produzida pelo módulo fotovoltaico quando se tem a informação da radiação solar disponível diariamente sobre o local da instalação (VILLALVA, 2015).

O dimensionamento de um sistema fotovoltaico autônomo com base na radiação média anual, pode levar a falha do sistema por falta de geração em meses em que a radiação média mensal seja menor que a radiação média anual. O correto é dimensionar o sistema para que atenda a demanda de energia elétrica diária. Nesse caso, deve-se adotar o mês de com o menor índice de radiação solar. Para o cálculo de energia produzida pelo módulo deve-se levar em consideração as características do módulo fotovoltaico, com base na insolação suas dimensões físicas (para o cálculo de área) e a sua eficiência (VILLALVA, 2015).

O módulo escolhido foi o módulo monocristalino 300W da Canadian Solar - CS6K-300MS (Anexo E), com uma eficiência de 18.33%, com uma área de 1,6368 m<sup>2</sup> (1650× 992 mm). A energia produzida pelo módulo é calculada pela seguinte fórmula:

$$E_p = HSP \times A_M \times \eta_M \quad (12)$$

onde:

$E_p$  – Energia produzida pelo módulo diariamente (Wh);

$HSP$  – Horas de Sol Pleno (h/dia);

$A_M$  – Área da superfície do módulo (m<sup>2</sup>);

$\eta_M$  – Eficiência do módulo.

Aplicando os valores na equação 12, onde a pior média mensal de radiação solar foi de  $HSP = 4,32$  h/dia como é apresentado pela Tabela 5, com a área total do módulo sendo de  $1,6368$  m<sup>2</sup>, com uma eficiência de 18,33%, obtêm-se uma energia de  $E_p = 1296,1$  Wh.

Tabela 5 – Irradiação solar Mensal de Ji-paraná.

<b>Mês</b>	<b>HSP (h/dia)</b>
Janeiro	4,37
Fevereiro	4,34
Março	4,36
Abril	4,42
Maio	4,32
Junho	4,35
Julho	4,45
Agosto	4,93
Setembro	4,86
Outubro	5,05
Novembro	4,84
Dezembro	4,72
<b>Média</b>	<b>4,58</b>

FONTE: CRESESB SUNDATA (2019).

O número de módulo necessário no sistema é calculado pela equação 13:

$$N_p = \frac{E_C}{E_p} \quad (13)$$

onde:

$N_p$  – Número de módulos;

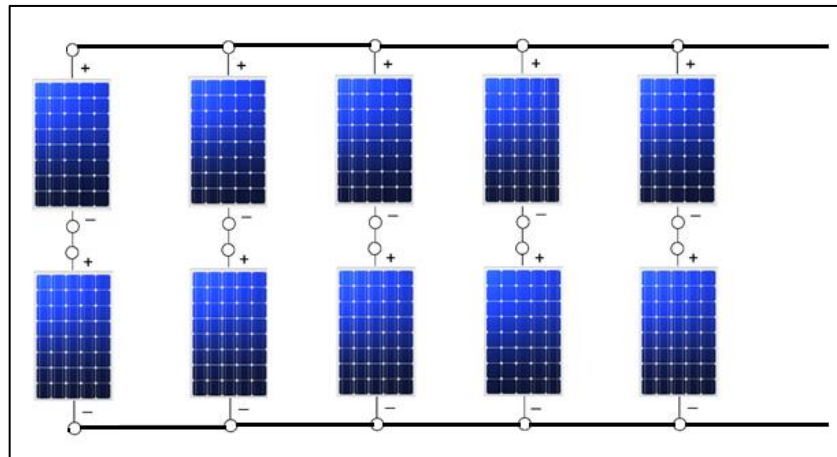
$E_C$  – Energia consumida (Wh);

$E_p$  – Energia produzida pelo módulo diariamente (Wh);

Aplicando os valores obtidos na equação 13, em que a energia consumida diária é de  $E_C = 12,73$  kWh, e a energia produzida pelo módulo é de  $E_p = 1296,1$  Wh.

obtêm-se a quantidade de módulos de 9,82, nesse caso será arredondado para  $N_p = 10$  módulos. Dispostos em um arranjo misto sendo ligados dois módulos em série e cinco conjuntos em paralelo conforme é apresentado pela Figura 54.

Figura 54 - associação mista do estudo de caso 2



Fonte: O autor (2019).

### 3.2.2.3 Controlador de carga

O Dimensionamento do controlador de carga deve-se levar em conta dois parâmetros, que são a tensão de operação e a corrente máxima fornecida pelos módulos que é a corrente de curto-circuito. De acordo com (Anexo E), os módulos monocristalino 300W da Canadian Solar, possuem uma Tensão em circuito aberto de 39,7V, e uma Corrente de curto-circuito de 9,83A.

O conjunto de dez módulos nesse estudo de caso possui dois módulos em série com cinco conjuntos em paralelo, o que resulta numa corrente máxima de 49,15 A ( $9,83 \text{ A} \times 5$ ). A corrente máxima fornecida pelos módulos pode ser corrigida com um fator de segurança de 20%, para garantir que a corrente máxima do controlador especificado não seja excedida em nenhuma circunstância. Nesse caso a corrente máxima corrigida, já com o fator de segurança é de 58,98 A.

O controlador de carga para esse estudo de caso deve operar na tensão de 24 V e suportar uma corrente máxima de 58,98 A. O controlador escolhido para esse estudo de caso foi um controlador da Schneider, conforme mostrado pelo (Anexo F). Atendendo todas as especificações do projeto com:

- Tensão Nominal (bateria): 12,24,34,48 e 60V;
- Máxima tensão de operação PV: 150V;
- Máxima corrente de curto-circuito: 60A;
- Máxima potência de saída: 3500W;

### 3.2.2.4 Inversor

O dimensionamento do inversor de onda senoidal pura, é de acordo com as tensões de entrada e saída, sendo 24 V de entrada e 127 V na saída numa frequência de 60Hz, devendo suportar a potência total dos aparelhos que serão alimentados, foi constatado que a potência total do sistema do estudo de caso 2 foi de aproximadamente 5840 W.

O inversor escolhido para esse estudo de caso foi um inversor de 6000 W da Changi, com uma tensão de 12 V / 24 V, e uma tensão de saída de 127 V, conforme mostrado pelo (Anexo G).

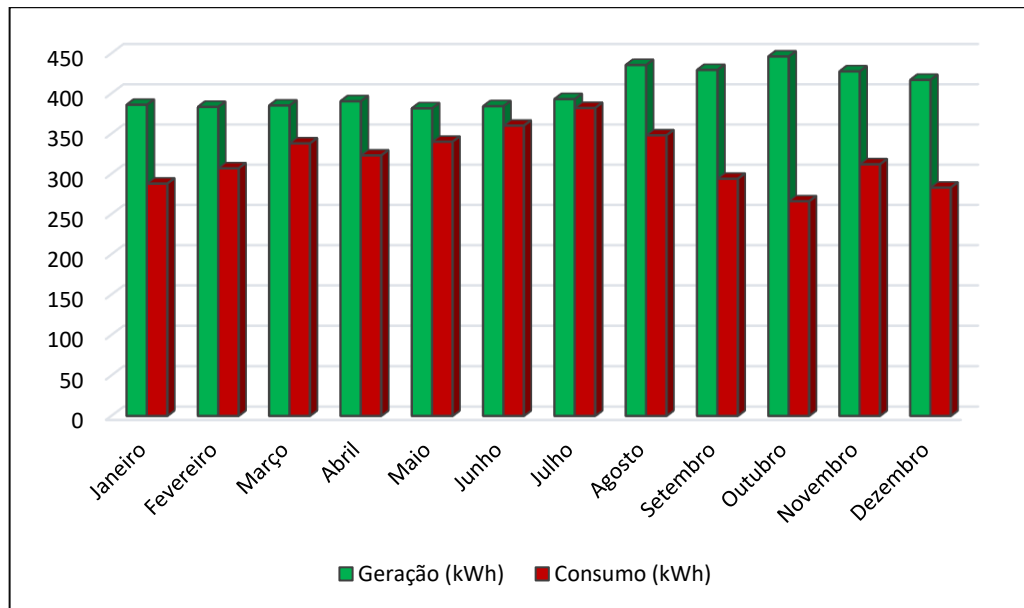
A geração mensal é calculada a partir das equações (3 e 7) demonstradas no estudo de caso 1, para mostra a geração e o consumo ao longo do ano, foi construída a Tabela 10 juntamente com a Figura 55, pode-se notar que a geração sempre é maior que o consumo.

Tabela 10 – Geração e consumo do SFA do primeiro ano de Instalação.

<b>Mês</b>	<b>Geração (kWh)</b>	<b>Consumo (kWh)</b>
Janeiro	386	288
Fevereiro	383	307
Março	385	338
Abril	390	323
Maio	382	340
Junho	384	360
Julho	393	382
Agosto	435	348
Setembro	429	294
Outubro	446	266
Novembro	427	312
Dezembro	417	283
<b>Total</b>	<b>4858</b>	<b>3841</b>

Fonte: O autor (2019).

Figura 55 – Consumo e geração ao longo do primeiro ano do investimento.



Fonte: O autor (2019).

A Tabela 11, demonstra a geração e o consumo a longo da vida útil de todo o sistema que é de 25 anos. Para calcular a geração mensal, foi preciso considerar a perda de eficiência anual dos módulos. De acordo com o fabricante, explicito no (Anexo E), os módulos fotovoltaicos possuem uma perda de eficiência de 0,7% anual. Para a realização da viabilidade econômica foi necessário considerar uma tarifa de 0,88 centavos, com um aumento de 6% anual, impondo ao estudo de caso 2 as mesmas condições impostas ao estudo de caso 1.

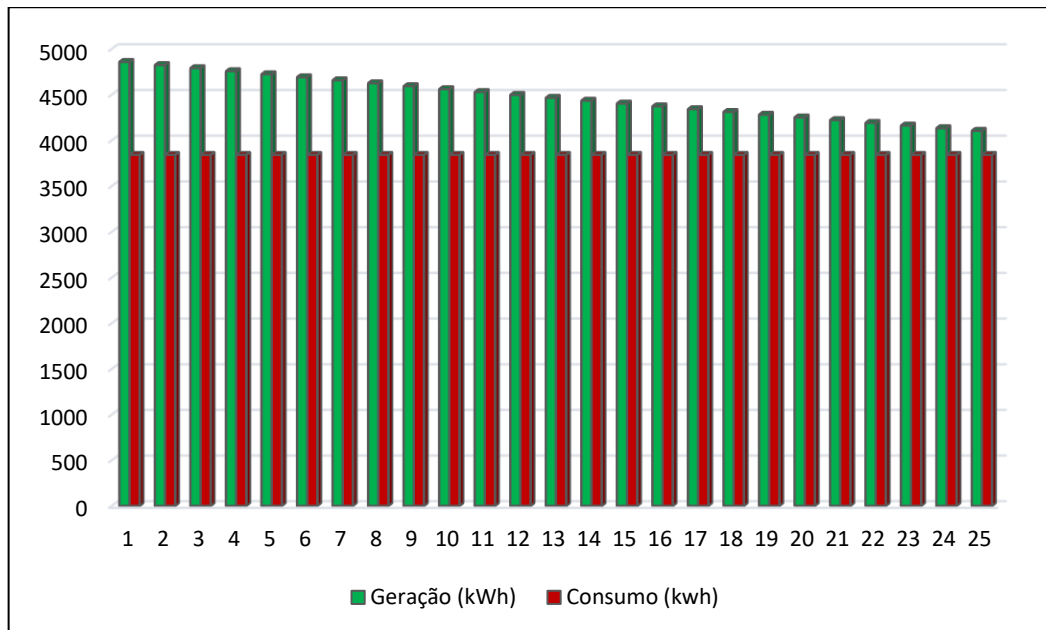
Tabela 11 – Geração e consumo ao longo da vida útil do sistema.

Ano	Geração (kWh)	Consumo (kwh)	Tarifa de energia	Ganho com SFA
1	4858	3841	R\$ 0,88	R\$ 4.275,04
2	4824	3841	R\$ 0,93	R\$ 4.499,82
3	4790	3841	R\$ 0,99	R\$ 4.736,42
4	4757	3841	R\$ 1,05	R\$ 4.985,46
5	4723	3841	R\$ 1,11	R\$ 5.247,60
6	4690	3841	R\$ 1,18	R\$ 5.523,52
7	4658	3841	R\$ 1,25	R\$ 5.813,94
8	4625	3841	R\$ 1,32	R\$ 6.119,64
9	4593	3841	R\$ 1,40	R\$ 6.441,41
10	4560	3841	R\$ 1,49	R\$ 6.780,10
11	4528	3841	R\$ 1,58	R\$ 7.136,60
12	4497	3841	R\$ 1,67	R\$ 7.511,84
13	4465	3841	R\$ 1,77	R\$ 7.906,81
14	4434	3841	R\$ 1,88	R\$ 8.322,55
15	4403	3841	R\$ 1,99	R\$ 8.760,15
16	4372	3841	R\$ 2,11	R\$ 9.220,76
17	4342	3841	R\$ 2,24	R\$ 9.705,59
18	4311	3841	R\$ 2,37	R\$ 10.215,91
19	4281	3841	R\$ 2,51	R\$ 10.753,06
20	4251	3841	R\$ 2,66	R\$ 11.318,46
21	4221	3841	R\$ 2,82	R\$ 11.913,58
22	4192	3841	R\$ 2,99	R\$ 12.540,00
23	4162	3841	R\$ 3,17	R\$ 13.199,35
24	4133	3841	R\$ 3,36	R\$ 13.893,38
25	4104	3841	R\$ 3,56	R\$ 14.623,89

Fonte: O autor (2019).

A Figura 56, mostra a geração e o consumo ao longo de 25 anos, observa-se que mesmo que a geração decresça, não compromete à geração esperada para atender o consumo da residência.

Figura 56 – Consumo e geração ao longo de 25 anos.



Fonte: O autor (2019).

### 3.2.3 Instalação elétrica

No estudo de caso 2 por se tratar de um sistema *off-grid*, onde as conexões dos módulos são feitas em paralelo, tendem-se a ter uma elevada corrente, por isso os condutores dimensionados para esse tipo de caso serão de acordo com um fornecedor como mostrado no (Anexo H). Com condutores apropriados para esse tipo de sistemas. Para esse estudo de caso pode-se considerar somente a capacidade de condução de corrente, já que a distância entre as conexões dos equipamentos é relativamente pequena. A através do (Anexo H), é possível determinar a seção mínima de condutores de acordo com a instalação. Deste modo, a seção mínima dos condutores é:

- 10 m de cabo solar de 10 mm<sup>2</sup> preto;
- 10 m de cabo solar de 10 mm<sup>2</sup> vermelho;
- 10 m de cabo de 10 mm<sup>2</sup> para proteção (verde).
- 10 m de cabo CA de 2,5 mm<sup>2</sup> preto (fase);
- 10 m de cabo CA de 2,5 mm<sup>2</sup> azul (neutro);
- 10 m de cabo de 2,5 mm<sup>2</sup> para proteção (verde).



A instalação elétrica desse sistema deverá conter todos os itens descritos no orçamento, conforme consta na Tabela 12, no cálculo de mão de obra/ custos extras, 15% do valor total dos demais componentes.

Tabela 12 – Orçamento do estudo de caso 2.

<b>Material</b>	<b>Quantidade</b>	<b>Preço</b>
Painel Canadian solar 330 W	10	R\$ 6.790,00
Disjuntor DC 63 A	1	R\$ 56,00
Disjuntor 50 A	1	R\$ 27,00
DPS 65 kA	2	R\$ 240,00
Inversor Changi 6000 W	1	R\$ 2.200,00
Controlador de Carga Schneider XW-MPPT60	1	R\$ 4.290,00
Bateria Estacionária Heliar Freedom DF4100 (240Ah)	18	R\$ 26.982,00
Cabo solar de 10 mm <sup>2</sup>	30 m	R\$ 407,25
Cabo CA de 6 mm <sup>2</sup>	30 m	R\$ 97,50
Estrutura de fixação em alumínio	1	R\$ 1.200,00
Mão de obra/custos extras	-	R\$ 6.343,46
<b>Total</b>	<b>-</b>	<b>R\$ 48.633,21</b>

Fonte: O autor (2019).

## 4 VIABILIDADE ECONÔMICA

### 4.1 Taxas e tributações

Neste tópico serão mostrados todas as taxas e tributações que foram consideradas para a realização da viabilidade econômica do projeto:

**Inflação:** De acordo com o Banco Central do Brasil (2019), “Inflação é o aumento dos preços de bens e serviços. Ela implica diminuição do poder de compra da moeda. A inflação é medida pelos índices de preços.

Segundo Martello (2019), “o Conselho Monetário Nacional (CMN) anunciou nesta quinta-feira (29), após reunião em Brasília, que a meta central de inflação será de 4,25% em 2019 e de 4% em 2020”.

**Taxa mínima de atratividade:** De acordo com Santos (2009), “a taxa mínima de atratividade é uma taxa de juros, que ao se fazer um investimento o investidor espera um retorno pelo menos igual a essa taxa”. Portanto, considerou-se uma *TMA* de 10%.

**Gastos com manutenção:** Para Souza (2015), o custo da manutenção anual pode variar entre 0,5 a 1% do investimento inicial, deste modo será considerado 1%.

**Tarifa de energia elétrica:** com os constates reajuste da tarifa de energia elétrica, será considerado um aumento anual da tarifa de 6%.

**Perda de eficiência dos módulos:** conforme relatado no Anexo B, a perda de eficiência dos módulos é de 0,7% anual.

### 4.2 Estudo de caso 1

A Tabela 13 mostra todos os dados, de taxas e tributações utilizados para à análise da viabilidade econômica do estudo de caso 1.

Tabela 13 – Taxas e Tributações consideradas no estudo de caso 1

<b>Variáveis econômicas</b>	<b>Valor</b>
Inflação	4,25%
Taxa Mínima de Atratividade	10%
Aumento da tarifa de energia	6%
Perdas de eficiência dos módulos	0,7%
Tarifa atual de energia elétrica	R\$ 0,88
Investimento inicial	R\$ 21.047,20

Fonte: O autor (2019).

Para analisar a viabilidade econômica, e preciso se basear nos dados obtidos através do orçamento tomando como base o dimensionamento do sistema fotovoltaico, dessa forma Tabela 14, demonstra todos esses dados relativos à análise da viabilidade econômica do estudo de caso 1, onde os valores encontrados do *TIR* e do *VPL*, é obtido através das equações (1 e 2) e das variáveis econômicas da Tabela 13, como já mencionado no Capítulo 2, onde , o investimento só se mostra atrativo se o valor da *TIR* for maior que o *TMA*, o valor da *TMA* é de 10%, e o valor calculado da *TIR* foi de 22,1%, demonstrando assim que o projeto é economicamente Viável.

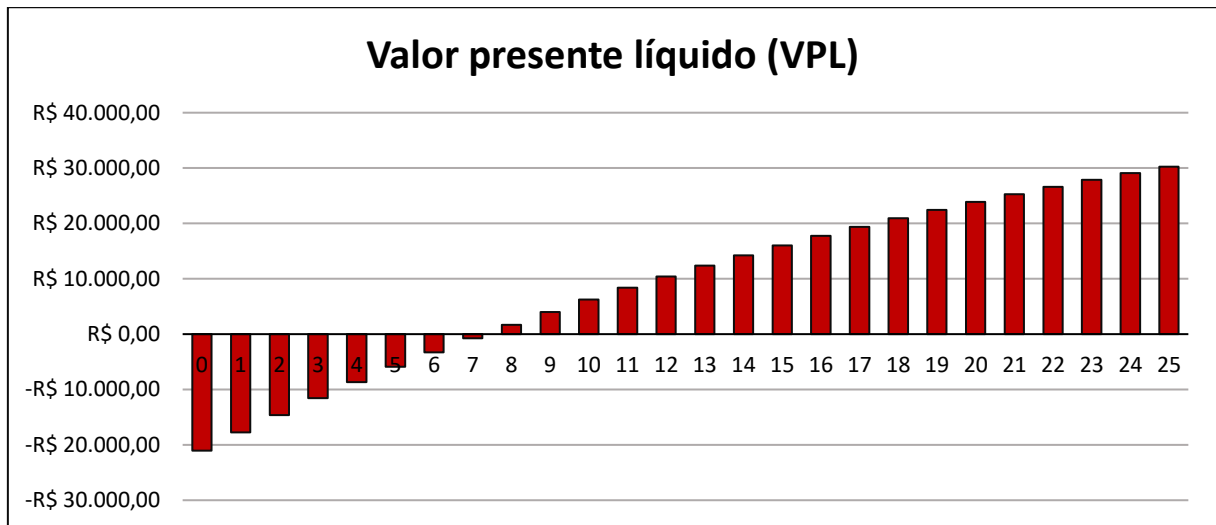
Tabela 14 - Demonstrativo de fluxo de caixa.

Ano	Energia gerada faturada	Gasto com manutenção	Fluxo de caixa	Fluxo de caixa descontado	Valor presente líquido (VPL)
0	-	-	-R\$ 21.047,20	-R\$ 21.047,20	-R\$ 21.047,20
1	R\$ 3.834,16	-R\$ 210,50	R\$ 3.623,66	R\$ 3.294,24	-R\$ 17.752,96
2	R\$ 4.035,76	-R\$ 219,45	R\$ 3.816,31	R\$ 3.153,98	-R\$ 14.598,99
3	R\$ 4.247,96	-R\$ 228,77	R\$ 4.019,19	R\$ 3.019,68	-R\$ 11.579,31
4	R\$ 4.471,32	-R\$ 238,50	R\$ 4.232,82	R\$ 2.891,07	-R\$ 8.688,24
5	R\$ 4.706,42	-R\$ 248,63	R\$ 4.457,79	R\$ 2.767,94	-R\$ 5.920,30
6	R\$ 4.953,88	-R\$ 259,20	R\$ 4.694,69	R\$ 2.650,03	-R\$ 3.270,27
7	R\$ 5.214,36	-R\$ 270,21	R\$ 4.944,14	R\$ 2.537,13	-R\$ 733,14
8	R\$ 5.488,53	-R\$ 281,70	R\$ 5.206,83	R\$ 2.429,03	R\$ 1.695,88
9	R\$ 5.777,12	-R\$ 293,67	R\$ 5.483,45	R\$ 2.325,52	R\$ 4.021,40
10	R\$ 6.080,88	-R\$ 306,15	R\$ 5.774,73	R\$ 2.226,41	R\$ 6.247,80
11	R\$ 6.400,61	-R\$ 319,16	R\$ 6.081,45	R\$ 2.131,51	R\$ 8.379,31
12	R\$ 6.737,15	-R\$ 332,73	R\$ 6.404,43	R\$ 2.040,65	R\$ 10.419,96
13	R\$ 7.091,39	-R\$ 346,87	R\$ 6.744,53	R\$ 1.953,65	R\$ 12.373,61
14	R\$ 7.464,26	-R\$ 361,61	R\$ 7.102,65	R\$ 1.870,35	R\$ 14.243,96
15	R\$ 7.856,73	-R\$ 376,98	R\$ 7.479,75	R\$ 1.790,59	R\$ 16.034,55
16	R\$ 8.269,84	-R\$ 393,00	R\$ 7.876,84	R\$ 1.714,23	R\$ 17.748,78
17	R\$ 8.704,66	-R\$ 409,70	R\$ 8.294,96	R\$ 1.641,11	R\$ 19.389,90
18	R\$ 9.162,36	-R\$ 427,12	R\$ 8.735,24	R\$ 1.571,11	R\$ 20.961,01
19	R\$ 9.644,11	-R\$ 445,27	R\$ 9.198,85	R\$ 1.504,08	R\$ 22.465,09
20	R\$ 10.151,20	-R\$ 464,19	R\$ 9.687,01	R\$ 1.439,91	R\$ 23.905,00
21	R\$ 10.684,95	-R\$ 483,92	R\$ 10.201,03	R\$ 1.378,47	R\$ 25.283,47
22	R\$ 11.246,77	-R\$ 504,49	R\$ 10.742,28	R\$ 1.319,65	R\$ 26.603,12
23	R\$ 11.838,12	-R\$ 525,93	R\$ 11.312,19	R\$ 1.263,32	R\$ 27.866,44
24	R\$ 12.460,57	-R\$ 548,28	R\$ 11.912,29	R\$ 1.209,40	R\$ 29.075,85
25	R\$ 13.115,74	-R\$ 571,58	R\$ 12.544,16	R\$ 1.157,78	R\$ 30.233,62
		<b>TIR</b>	<b>22,1%</b>		

Fonte: O autor (2019).

A partir da Figura 57, é possível observar que o valor presente líquido (VPL), só passou a ser positivo a partir do oitavo ano, com um VPL calculado de R\$ 30.223,62 ao longo de 25 anos que é o tempo de vida útil dos módulos. Já o tempo de *payback* que é o período de tempo que o investidor levará para devolver ao seu cofre o dinheiro aplicado é de aproximadamente 7 anos, 3 meses e 14 dias. À vista disto, conclui-se que o investimento é excelente, uma vez que a vida útil do sistema é de 25 anos, e o retorno do investimento é de aproximadamente 7 anos, tendo o consumidor cerca de 18 anos para desfrutar de seu investimento.

Figura 57– Valor presente Líquido ao longo do horizonte de projeção.



Fonte: O autor (2019).

### 4.3 Estudo de caso 2

A Tabela 15 mostra todos os dados, de taxas e tributações utilizados para a análise da viabilidade econômica do estudo de caso 2.

Tabela 15 – Taxas e Tributações consideradas no estudo de caso 2.

Variáveis econômicas	Valor
Inflação	4,25%
Taxa Mínima de Atratividade	10%
Aumento da tarifa de energia	6%
Perdas de eficiência dos módulos	0,7%
Tarifa atual de energia elétrica	R\$ 0,88
Investimento inicial	R\$ 48.633,21

Fonte: O autor (2019).

A Tabela 16, mostra todos os dados relativos à análise da viabilidade econômica do estudo de caso 2, onde os valores encontrados do *TIR* e do *VPL* é obtido através das equações (1 e 2) e das variáveis econômicas apresentadas na Tabela 15, como já mencionado no Capítulo 2, o investimento só se mostra atrativo se o valor da *TIR* for maior que o *TMA*, na Tabela 15 o valor da *TMA* é de 10%, e o valor calculado da *TIR* do estudo de caso 2 foi de 11,1%. A partir da Figura 58, é possível observar que o valor presente líquido (*VPL*), só passou a ser positivo a partir

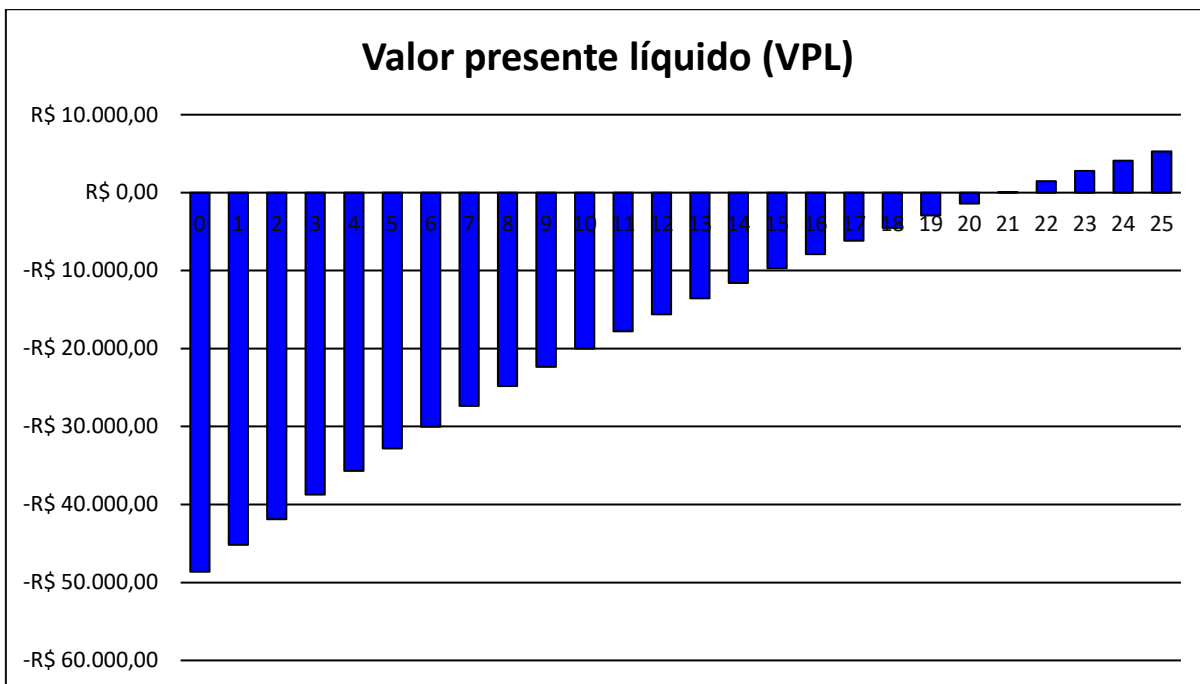
do vigésimo primeiro ano, apresentando um *VPL* de R\$ 5.311,50 ao longo de 25 anos que é o tempo de vida útil dos módulos. Já o *payback* que é o período de tempo que o investidor levará para devolver ao seu cofre o dinheiro aplicado é de aproximadamente 20 anos, 11 meses e 13 dias.

Tabela 16 – Demonstrativo de fluxo de caixa.

Ano	Energia gerada faturada	Gasto com manutenção	Fluxo de caixa	Fluxo de caixa descontado	Valor presente líquido (VPL)
0	-	-	-R\$ 48.633,21	-R\$ 48.633,21	-R\$ 48.633,21
1	R\$ 4.275,04	-R\$ 486,33	R\$ 3.788,71	R\$ 3.444,28	-R\$ 45.188,93
2	R\$ 4.499,82	-R\$ 507,00	R\$ 3.992,82	R\$ 3.299,85	-R\$ 41.889,07
3	R\$ 4.736,42	-R\$ 528,55	R\$ 4.207,88	R\$ 3.161,44	-R\$ 38.727,64
4	R\$ 4.985,46	-R\$ 551,01	R\$ 4.434,45	R\$ 3.028,79	-R\$ 35.698,84
5	R\$ 5.247,60	-R\$ 574,43	R\$ 4.673,17	R\$ 2.901,67	-R\$ 32.797,17
6	R\$ 5.523,52	-R\$ 598,84	R\$ 4.924,68	R\$ 2.779,85	-R\$ 30.017,32
7	R\$ 5.813,94	-R\$ 624,29	R\$ 5.189,65	R\$ 2.663,11	-R\$ 27.354,21
8	R\$ 6.119,64	-R\$ 650,82	R\$ 5.468,82	R\$ 2.551,24	-R\$ 24.802,96
9	R\$ 6.441,41	-R\$ 678,48	R\$ 5.762,93	R\$ 2.444,04	-R\$ 22.358,92
10	R\$ 6.780,10	-R\$ 707,32	R\$ 6.072,78	R\$ 2.341,32	-R\$ 20.017,60
11	R\$ 7.136,60	-R\$ 737,38	R\$ 6.399,22	R\$ 2.242,89	-R\$ 17.774,71
12	R\$ 7.511,84	-R\$ 768,72	R\$ 6.743,12	R\$ 2.148,57	-R\$ 15.626,15
13	R\$ 7.906,81	-R\$ 801,39	R\$ 7.105,42	R\$ 2.058,19	-R\$ 13.567,96
14	R\$ 8.322,55	-R\$ 835,45	R\$ 7.487,11	R\$ 1.971,59	-R\$ 11.596,37
15	R\$ 8.760,15	-R\$ 870,96	R\$ 7.889,20	R\$ 1.888,61	-R\$ 9.707,76
16	R\$ 9.220,76	-R\$ 907,97	R\$ 8.312,79	R\$ 1.809,11	-R\$ 7.898,65
17	R\$ 9.705,59	-R\$ 946,56	R\$ 8.759,03	R\$ 1.732,93	-R\$ 6.165,72
18	R\$ 10.215,91	-R\$ 986,79	R\$ 9.229,12	R\$ 1.659,94	-R\$ 4.505,78
19	R\$ 10.753,06	-R\$ 1.028,73	R\$ 9.724,34	R\$ 1.590,01	-R\$ 2.915,78
20	R\$ 11.318,46	-R\$ 1.072,45	R\$ 10.246,01	R\$ 1.523,00	-R\$ 1.392,77
21	R\$ 11.913,58	-R\$ 1.118,03	R\$ 10.795,56	R\$ 1.458,81	R\$ 66,04
22	R\$ 12.540,00	-R\$ 1.165,54	R\$ 11.374,46	R\$ 1.397,31	R\$ 1.463,34
23	R\$ 13.199,35	-R\$ 1.215,08	R\$ 11.984,28	R\$ 1.338,38	R\$ 2.801,72
24	R\$ 13.893,38	-R\$ 1.266,72	R\$ 12.626,66	R\$ 1.281,93	R\$ 4.083,65
25	R\$ 14.623,89	-R\$ 1.320,56	R\$ 13.303,33	R\$ 1.227,84	R\$ 5.311,50
		<b>TIR</b>	<b>11,1%</b>		

Fonte: O autor (2019).

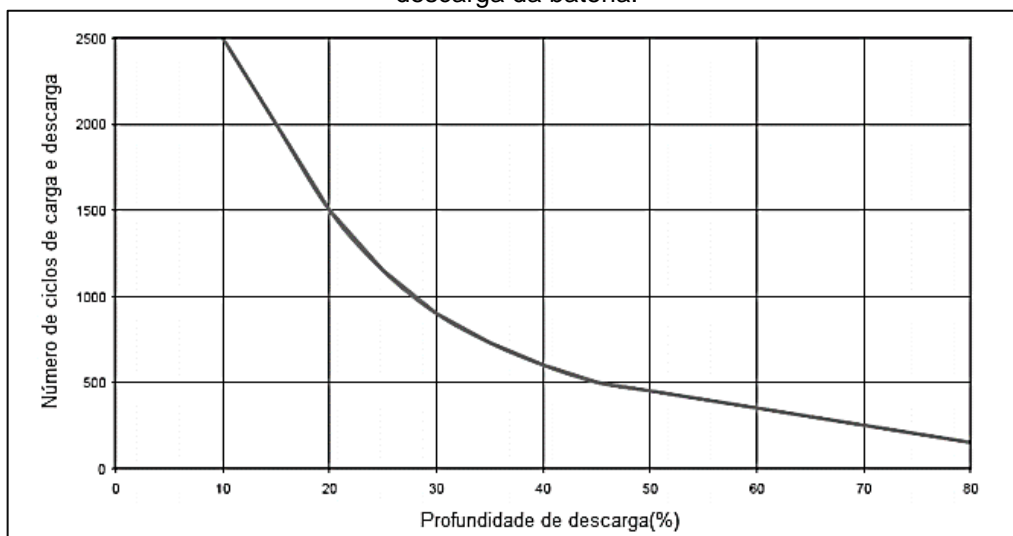
Figura 58 – Valor presente Líquido ao longo do horizonte de projeção.



Fonte: O autor (2019).

Apesar do estudo de caso 2, ter se mostrado relativamente economicamente viável, vale ressaltar que não foi considerado a troca do banco de baterias ao longo da vida útil do sistema, que pode ser estimada através da Figura 59 que mostra o número de ciclos de cargas e descargas possíveis em função da profundidade de descarga da bateria.

Figura 59 – Número de ciclos de cargas e descargas possíveis em função da profundidade de descarga da bateria.



Fonte: Adaptado VILLALVA (2015).

Como foi considerando uma taxa de descarga diária de 25%, o banco possuirá um ciclo de carga de aproximadamente 1250 ciclos, dividindo esse valor por 365 dias que é equivalente a um ano, obterá o tempo de vida útil do banco de baterias que é de aproximadamente de três anos e meio, em outras palavras o banco de baterias terá de ser trocado a cada três anos e meio durante um período de 25 anos, um valor que o custo estimado para a manutenção do projeto não cobrirá, tornando assim o projeto economicamente inviável.



## 5 CONCLUSÃO

Em um mundo globalizado onde a utilização de energia elétrica se tornou um insumo indispensável para o desenvolvimento econômico de qualquer país, surge-se a necessidade de soluções para a diminuição da emissão de gases do efeito estufa, provocadas especificamente por fontes de energias fósseis, o consumo de recursos não-renováveis se tornou referência mundial, desde a primeira revolução industrial, quando o carvão mineral se tornou a principal fonte de energia no mundo, o que faz do mundo refém de uma fonte limitada e cara.

Nesse âmbito, a energia solar ganhou destaque como fonte de energia alternativa, se tornando cada vez mais presente no mercado de energia mundial. Apesar de ainda apresentar necessidades de incentivos econômicos, para que de fato se torne popular, o sistema já é utilizado em grandes proporções. Devido a sua flexibilidade e a facilidade de implementação, o que proporciona ao consumidor não apenas diminuir seus próprios gastos com as elevadas tarifas de energia elétrica, mas com uma grande contribuição para o meio ambiente.

Utilizando-se da metodologia proposta e baseando-se na revisão bibliográfica foi possível dimensionar dois estudos de casos para verificar qual tipo de sistema fotovoltaico que melhor atenderia a necessidade, enfrentado pelo produtor rural Sr. Natánias Delfino, que tinha como intuito reduzir o preço final de sua tarifa de energia elétrica. Neste sentido o estudo de caso 1 se baseou em dimensionar um sistema fotovoltaico on-grid, enquanto o estudo de caso 2 se baseou em dimensionar um sistema fotovoltaico off-grid.

Dessa forma, o estudo de caso 1 demonstrou ser o tipo de sistema que melhor atenderia a necessidade do consumidor, observou-se através do estudo de viabilidade econômica, ser um investimento atrativo e viavelmente econômico, logo posto que o retorno do investimento é de aproximadamente 7 anos. Em contrapartida, o estudo de caso 2 não se mostrou ser viável e muito menos atrativo, uma vez que os altos custos para a troca do banco de baterias acarretariam em um grande investimento financeiro ao qual não teria retorno, vale ressaltar que o sistema off-grid só seria viável se a localidade do Sr. Natánias não dispusesse de uma rede de distribuição próximo a sua residência. Nessa circunstância, conclui-se que para esse estudo de implementação de um sistema on-grid, além de gerar um bom retorno financeiro serviria como um excelente incentivo de desenvolvimento sustentável.

## REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ABNT, Associação Brasileira de Normas Técnicas. Norma Brasileira ABNT NBR 5410: **Instalações elétricas de baixa tensão**. Brasília: ABNT, 2004.

ABNT, Associação Brasileira de Normas Técnicas. Norma Brasileira ABNT NBR 5459: **Manobra e proteção de circuitos**. Brasília: ABNT, 1987.

ANEEL, Agência Nacional de Energia Elétrica. **Big**: banco de informações de geração. 2018. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/Combustivel.cfm>>. Acesso em: 21 out. 2018.

ANEEL, Agência Nacional de Energia Elétrica. **Geração distribuída ultrapassa 20 mil conexões**. 2018. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br>>. Acesso em: 15 set. 2018.

ANEEL, Agência Nacional de Energia Elétrica. **Nota técnica nº 0129/2012**: Retificação da Seção 3.7 do Módulo 3 dos Procedimentos de Distribuição. 2012. 4 p. Disponível em: <[http://www2.aneel.gov.br/arquivos/PDF/Nota\\_Tecnica\\_0129\\_SRD.pdf](http://www2.aneel.gov.br/arquivos/PDF/Nota_Tecnica_0129_SRD.pdf)>. Acesso em: 01 dez. 2018.

ANEEL, Agência Nacional de Energia Elétrica. **Resolução normativa nº 414**: Estabelece as condições gerais de fornecimento de energia elétrica de forma atualizada e consolidada. 2010. 148 p. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2010414comp.pdf>>. Acesso em: 10 maio 2019.

ANEEL, Agência Nacional de Energia Elétrica. **Resolução Normativa nº 482, de 17 de abril de 2012**. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2012482.pdf>>. Acesso em: 01 out. 2018.

ANEEL, Agência Nacional de Energia Elétrica. **Resolução Normativa nº 687, de 24 de novembro de 2015**. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2015687.pdf>>. Acesso em: 07 ago. 2018.

ANEEL, Agência Nacional de Energia Elétrica. **Sistema de compensação de energia elétrica**. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/>>. Acesso em: 19 dez. 2018.

ANEEL, Agência Nacional de Energia Elétrica. **Unidades consumidoras com geração distribuída**. 2017. Disponível em: <[http://www.aneel.gov.br/outorgas/geracao/-/asset\\_publisher/mJhnKli7qcJG/content/registro-de-central-geradora-de-capacidade-reduzida/655808?inheritRedirect=false&redirect=http%3A%2F%2Fwww.aneel.gov.br%2Foutorgas%2Fgeracao%3Fp\\_p\\_id%3D101\\_INSTANCE\\_mJhnKli7qcJG%26p\\_p\\_lifecycle%3D0%26p\\_p\\_state%3Dnormal%26p\\_p\\_mode%3Dview%26p\\_p\\_col\\_id%3Dcolumn-2%26p\\_p\\_col\\_pos%3D1%26p\\_p\\_col\\_count%3D2](http://www.aneel.gov.br/outorgas/geracao/-/asset_publisher/mJhnKli7qcJG/content/registro-de-central-geradora-de-capacidade-reduzida/655808?inheritRedirect=false&redirect=http%3A%2F%2Fwww.aneel.gov.br%2Foutorgas%2Fgeracao%3Fp_p_id%3D101_INSTANCE_mJhnKli7qcJG%26p_p_lifecycle%3D0%26p_p_state%3Dnormal%26p_p_mode%3Dview%26p_p_col_id%3Dcolumn-2%26p_p_col_pos%3D1%26p_p_col_count%3D2)>. Acesso em: 14 fev. 2019.

BALFOUR, John; SHAW, Michael; NASH, Nicole Bremer. **Introdução ao projeto de sistemas fotovoltaicos**. R. Ana Guimarães, 92 - Rocha, Rio de Janeiro - Rj: Ltc, 2016. 272 p. Tradução de: Luiz Claudio de Queiroz Faria.

Banco Central do BRASIL. **O que é inflação**. 2019. Disponível em: <<https://www.bcb.gov.br/controleinflacao/oqueinflacao>>. Acesso em: 14 maio 2019.

BARLOVENTO. **Micro-renova**: Cálculo energético e operação de sistemas híbridos de pequena potência. Disponível em: <<https://www.barloventorecursos.com/pt-br/destaques/micro-renova-calculo-energetico-e-operacao-de-sistemas-hibridos-de-pequena-potencia>>. Acesso em: 27 out. 2018.

BLINDEL. **Sistema geração independente (isolado)**. 2016. Disponível em: <<http://blindelenergia.com.br/off.html>>. Acesso em: 02 jan. 2019.

BLUE SOL, Energia Solar. Os sistemas de energia solar fotovoltaica: introdução aos sistemas solares. São Paulo: Blue sol, 2017. 114 p.

BOTEON, Margarete; RIBEIRO, Renato. **Análise financeira**: fluxo de caixa, valor presente, TIR e financiamento agrícola (PARTE I). 2017. Disponível em: <[https://edisciplinas.usp.br/pluginfile.php/2737325/mod\\_resource/content/4/FINANCIEIRO.PDF](https://edisciplinas.usp.br/pluginfile.php/2737325/mod_resource/content/4/FINANCIEIRO.PDF)>. Acesso em: 01 maio. 2019.

CAMARGO, Renata Freitas de. **Tudo que você precisa saber sobre como estruturar um demonstrativo de fluxo de caixa**. 2018. Disponível em: <<https://www.treasy.com.br/blog/demonstrativo-de-fluxo-de-caixa-planilha/>>. Acesso em: 01 maio 2019.

CANADIANSOLAR. **Inversor ongrid canadian grid tie 3kw + wi-fi 220v 1mppt**. 2019. Disponível em: <<https://www.nortesulshop.com.br/691x7f2vi-inversor-ongrid-growatt-grid-tie-3kw-inmetro-3000w-wi-fi>>. Acesso em: 10 abr. 2019.

CENTRAL, G1 Ji-paraná e Região. **Seca castiga pastagens e causa morte de animais em Rondônia**. 2018. Elaborada Gedeon Miranda. Disponível em: <<https://g1.globo.com/ro/ji-parana-regiao-central/noticia/2018/07/24/seca-castiga-pastagens-e-causa-morte-de-animais-em-rondonia.ghtml>>. Acesso em: 25 out. 2018.

CRESESB. **Componentes de um sistema fotovoltaico**. 2008. Disponível em: <[http://www.cresesb.cepel.br/index.php?section=com\\_content&lang=pt&cid=341](http://www.cresesb.cepel.br/index.php?section=com_content&lang=pt&cid=341)>. Acesso em: 14 out. 2018.

CRESESB. **Energia solar princípios e aplicações**. 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: 15 jul. 2018.

CRESESB. **Potencial Solar - SunData**. 2018. Disponível em: <<http://www.cresesb.cepel.br/index.php?section=sundata&>>. Acesso em: 23 set. 2018.

CSR, Energia Solar. **Sistema fotovoltaico híbrido (on-grid e off-grid)**. 2017. Disponível em: <<http://www.csrenergiasolar.com.br/blog/sistema-fotovoltaico-hibrido-on-grid-e-off-grid>>. Acesso em: 16 fev. 2017.

ELECTRONICS TUTORIALS. **Bypass Diodes in Solar Panels**. 2019. Disponível em: <<https://www.electronics-tutorials.ws/diode/bypass-diodes.html>>. Acesso em: 02 maio 2019.

ENERGISA. **NORMA TÉCNICA DE DISTRIBUIÇÃO NTD – 013**: Critérios para a conexão de acessantes da micro e mini geração distribuída ao sistema de distribuição da Energisa. Rondônia, 2016. 58 p. Disponível em: <<https://www.energisa.com.br/Documents/NTD-013%20Crit%C3%A9rios%20para%20Conex%C3%A3o%20de%20Acessantes%20de%20Micro%20e%20Mini%20Gera%C3%A7%C3%A3o%20Distribu%C3%ADa.pdf>>. Acesso em: 01 abr. 2018.

Tmvix. **Tipos de geração de energia através de sistemas fotovoltaicos: sistema híbrido**. 2016. Disponível em: <<http://tmvixengenharia.com.br/energia-solar/>>. Acesso em: 26 dez. 2018.

EPE, Empresa de Pesquisa Energética. **Análise da inserção da geração solar na matriz elétrica brasileira**. 2012. Disponível em: <[http://www.cogen.com.br/content/upload/1/documentos/Solar/Solar\\_COGEN/NT\\_EnergiaSolar\\_2012.pdf](http://www.cogen.com.br/content/upload/1/documentos/Solar/Solar_COGEN/NT_EnergiaSolar_2012.pdf)>. Acesso em: 16 out. 2018.

EPE, Empresa de Pesquisa Energética. **Inserção da geração fotovoltaica distribuída no Brasil – condicionantes e impactos**. 2014. Disponível em: <<http://www.ecovolts.net.br/downloads/DEA%2019.pdf>>. Acesso em: 16 out. 2018.

EPE, Empresa de Pesquisa Energética. **Matriz energética e elétrica: Matriz energética**. 2018. Disponível em: <<http://www.epe.gov.br/pt/abcdenergia/matriz-energetica-e-eletrica#energetica>>. Acesso em: 24 jun. 2019.

EPE, Empresa de Pesquisa Energética. **O Compromisso do Brasil no Combate às Mudanças Climáticas: Produção e Uso de Energia**. 2016. Disponível em: <<http://www.epe.gov.br/sites/pt/publicacoesdadosabertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-308/NT%20COP21%20iNDC.pdf>>. Acesso em: 16 out. 2018.

ESTADÃO. **Energia solar deve crescer 44% no Brasil em 2019 com impulso de geração distribuída**. 2019. Disponível em: <<https://economia.estadao.com.br/noticias/geral,energia-solar-deve-crescer-44-no-brasil-em-2019-com-i>>. Acesso em: 25 jan. 2019.

FADIGAS, Eliane Aparecida Faria Amaral. **Energia solar fotovoltaica: fundamentos, conversão e viabilidade técnico-econômica**. GEPEA – Grupo de Energia Escola Politécnica Universidade de São Paulo, 2014.

FATOR, Solar. **Conheça o silício: matéria-prima das placas fotovoltaicas e abundante no Brasil**. 2016. Disponível em: <<http://fatorsolar.eco.br/conheca-o-silicio>>

materia-prima-das-placas-fotovoltaicas-e-abundante-no-brasil/>. Acesso em: 14 dez. 2018.

FINANCEIRO, Dicionário. **O que é a TIR e como calcular**. 2017. Disponível em: <<https://www.dicionariofinanceiro.com/o-que-e-a-tir-e-como-calcular/>>. Acesso em: 02 abr. 2019.

FINANCEIRO, Dicionário. **O que é VPL e como calcular**. 2017. Disponível em: <<https://www.dicionariofinanceiro.com/valor-presente-liquido/>>. Acesso em: 02 abr. 2019

FINANCEIRO, Dicionário. **Payback**. 2017. Disponível em: <<https://www.dicionariofinanceiro.com/payback/>>. Acesso em: 02 abr. 2019.

FOGAÇA, Jennifer Rocha Vargas. **Fusão nuclear**. Brasil Escola. Disponível em <<https://brasilescola.uol.com.br/quimica/fusao-nuclear.htm>>. Acesso em 03 de abril de 2019.

FONTES, Ruy. **Painel solar fotovoltaico: sua criação e história**: Primeiras utilizações da energia solar. 2017. elaborada por BlueSol energia solar. Disponível em: <<https://blog.bluesol.com.br/painel-solar-sua-criacao-e-historia/>>. Acesso em: 18 out. 2018.

FOTAIC, Energia Solar. **Manual de energia solar**. 1 ed. Fortaleza, 2017.

FRANCIS, Toni. **Consumidores protestam contra aumento na conta de energia e fecham avenida em RO**. 2019. G1 RO. Disponível em: <<https://www.youtube.com/watch?v=aVAION6Shho>>. Acesso em: 22 abr. 2019.

IDEAL, Instituto. Eletricidade Solar: Qual a diferença entre célula, módulo e painel. Florianópolis: Ideal, 2016.

IST, Instituto Superior Técnico. **Breve história da energia solar**. Lisboa, 2004.

JOHN, P. Hagen. **The vanguard program**. 2015. Disponível em: <<https://www.drewexmachina.com/2015/02/05/vintage-micro-the-original-nanosatellite/>>. Acesso em: 24 dez. 2018

LISBOA, Universidade Técnica de. **Breve história da energia solar**. 2014. Disponível em: <<http://web.ist.utl.pt/palmira/solar.html>>. Acesso em: 14 out. 2018.

MARTELLO, Alexandre. **CMN baixa meta central de inflação para 4,25% em 2019 e 4% em 2020**. 2019. Disponível em: <<https://g1.globo.com/economia/noticia/cmnbaixa-meta-central-de-inflacao-para-425-em-2019-e-4-em-2020.ghtml>>. Acesso em: 14 maio 2019.

MASUTTI, Mariela Camargo; TABARELLI, Giceli; SANTOS, Ísis Portolan dos. **Potencial de implantação de um sistema fotovoltaico gerador de energia em coberturas de estacionamentos**. Imed, Passo Fundo, 4 e 5 de nov. 2015. 4º

Seminário nacional de construções sustentáveis: Eficiência energética do ambiente construído e 1º fórum desempenho das edificações.

MINHA CASA SOLAR. **Inversor de 3000w 12v/127v onda modificada com porta usb hayonik.** 2019. Disponível em: <<https://www.minhacasasolar.com.br/produto/inversor-de-3000w-12v-127v-onda-modificada-com-porta-usb-hayonik-78782>>. Acesso em: 10 abr. 2019.

MINHA CASA SOLAR. **Controlador de carga 20a 12v/24v mppt sun21 - max-m2024.** 2019. Disponível em: <<https://www.minhacasasolar.com.br/Produto/controlador-de-carga-20a-12v-24v-mppt-sun21-max-m2024-79295>>. Acesso em: 10 abr. 2019.

MINHA CASA SOLAR. **String box cc, 01 ou 02 strings, 01 saída / 01 ou 02 entrada ecosolys - ecostring.** 2019. Disponível em: <[https://www.minhacasasolar.com.br/produto/string-box-cc-01-ou-02-strings-01-saida-01-ou-02-entrada-ecosolys-%E2%80%93-ecostring-79179?utm\\_source=GoogleShopping&utm\\_medium=&utm\\_campaign=GoogleShopping&gclid=Cj0KCQjwla7nBRDxARIsADII0kAtbZTSzUifk\\_zZ7HC\\_IDRGUBD589mOm7uLBS8qf\\_uXLoVKCGdy4VsaAotMEALw\\_wcB](https://www.minhacasasolar.com.br/produto/string-box-cc-01-ou-02-strings-01-saida-01-ou-02-entrada-ecosolys-%E2%80%93-ecostring-79179?utm_source=GoogleShopping&utm_medium=&utm_campaign=GoogleShopping&gclid=Cj0KCQjwla7nBRDxARIsADII0kAtbZTSzUifk_zZ7HC_IDRGUBD589mOm7uLBS8qf_uXLoVKCGdy4VsaAotMEALw_wcB)>. Acesso em: 02 maio 2019.

NASCIMENTO, Rodrigo Limp. **Energia solar no Brasil: situação e perspectivas.** 2017. Publicador: Câmara dos Deputados, Consultoria Legislativa. Disponível em: <<http://bd.camara.gov.br/bd/handle/bdcamara/32259>>. Acesso em: 12 set. 2018.

OLIVOTO, Tiago. **Projeto para irrigação: 10 há de pastagem de tifton (cynodon spp.).** 2013. Disponível em: <[https://www.researchgate.net/publication/312940084\\_PROJETO\\_PARA\\_IRRIGACAO\\_10\\_ha\\_de\\_pastagem\\_de\\_Tifton\\_Cynodon\\_spp](https://www.researchgate.net/publication/312940084_PROJETO_PARA_IRRIGACAO_10_ha_de_pastagem_de_Tifton_Cynodon_spp)>. Acesso em: 22 nov. 2018.

PORTAL, Solar. **Célula fotovoltaica.** 2017. Disponível em: <<https://www.portalsolar.com.br/celula-fotovoltaica.html>>. Acesso em: 16 nov. 2018.

PORTAL, Solar. **Energia solar fotovoltaica ultrapassará a marca de 3 mil megawatts em 2019 no Brasil.** 2019. Disponível em: <<https://www.portalsolar.com.br/blog-solar/energia-solar/energia-solar-fotovoltaica-ultrapassara-a-marca-de-3-mil-megawatts-em-2019-no-brasil.html>>. Acesso em: 08 abr. 2019.

PORTAL, Solar. **Tipos de painel solar fotovoltaico.** 2018. Disponível em: <<https://www.portalsolar.com.br/tipos-de-painel-solar-fotovoltaico.html>>. Acesso em: 17 jan. 2019.

PEREIRA, E. B; MARTINS, F.R.; ABREU, S. L. de; RÜTHER, R. **Atlas brasileiro de energia solar.** São José dos Campos: INPE, 2006.

PEREIRA, João Batista Alves. **Manual prático de irrigação.** 2014. Disponível em: <[http://www.espacodoagricultor.rj.gov.br/pdf/irrigacao/manual\\_pratico\\_de\\_irrigacao.pdf](http://www.espacodoagricultor.rj.gov.br/pdf/irrigacao/manual_pratico_de_irrigacao.pdf)>. Acesso em: 25 out. 2018.

PINHO, J. T.; GALDINO, M. A. **Manual de engenharia para sistemas fotovoltaicos**. Rio de Janeiro: CEPEL – CRESESB, 2014.

REIS, Pedro. **Brasil está entre os maiores países geradores de energia solar fotovoltaica**. 2018. Portal Energias Renováveis. Disponível em: <<https://www.portal-energia.com/brasil-maiores-paises-geradores-energia-solar-fotovoltaica/>>. Acesso em: 02 jan. 2019.

RESENDE, Carlos. **O que é o inversor e qual a sua função em um sistema fotovoltaico**. Como os inversores otimizam a produção de energia. 2017. Elaborada por Sharenergy. Disponível em: <<http://sharenergy.com.br/o-que-e-o-inversor-e-como-ele-funciona/>>. Acesso em: 14 fev. 2018.

ROMÃO, Aracelly. **Milhões de brasileiros ainda não têm energia em casa, diz Aneel**. 2017. Disponível em: <<http://g1.globo.com/jornal-hoje/noticia/2017/04/milhoes-de-brasileiros-ainda-nao-tem-energia-em-casa-diz-aneel.html>>. Acesso em: 25 out. 2018.

ROSA, Rodrigo Santa. **Sistema fotovoltaico conectado à rede - sfcr / on-grid: O que é um sistema fotovoltaico conectado à rede**. 2017. CSR Energia Solar Ltda. Disponível em: <<http://www.csrenergiasolar.com.br/blog/sistema-fotovoltaico-conectado-a-rede---sfcr-on-grid>>. Acesso em: 19 abr. 2019.

SANTOS, Afonso Henriques Moreira et al. **Conservação de energia: Eficiência Energética de Equipamentos e Instalações**. 3. ed. Itajubá: Fupai, 2006. 621 p.

SANTOS, Ieda Maria Antunes dos. **Análise de investimentos**. 2009. Disponível em: <[http://vigo.ime.unicamp.br/Projeto/2009-2/MS777/ms777\\_ieda.pdf](http://vigo.ime.unicamp.br/Projeto/2009-2/MS777/ms777_ieda.pdf)>. Acesso em: 10 abr. 2019.

SANTOS, Israel Joaquim dos. **Estudos de caso de um sistema fotovoltaico conectado à rede: Tipos de células fotovoltaicas**. 2018. 118 f. TCC (Graduação) - Curso de Engenharia Elétrica, Centro Universitário Unifacvest, Lages, 2018. Cap. 5.

SCALOPPI, Edmar José. **Irrigação de baixo custo em sistemas de pastejo rotacionado**. São Paulo: Cultura acadêmica, 2014. 102 p.

SEBRAE. **O que é o fluxo de caixa e como aplicá-lo no seu negócio**. 2019. Disponível em: <<http://www.sebrae.com.br/sites/PortalSebrae/artigos/fluxo-de-caixa-o-que-e-e-como-implantar,b29e438af1c92410VgnVCM100000b272010aRCRD>>. Acesso em: 01 maio 2019.

SIGNIFICADOS. **O que é orçamento**. 2015. Disponível em: <<https://www.significados.com.br/orcamento/>>. Acesso em: 01 maio 2019.

SOLAR, Boreal. **Potencial de energia solar quais as melhores regiões brasileiras para captação da luz solar: Incidência pelo país**. 2016. Disponível em: <<http://borealsolar.com.br/blog/2016/10/26/potencial-de-energia-solar-quais-as-melhores-regioes-brasileiras-para-captacao-da-luz-solar/>>. Acesso em: 25 out. 2018.

SOLAR, Brasil. **Energia solar fotovoltaica – Conceitos**: Disponível em: <<http://www.solarbrasil.com.br/blog-da-energia-solar/77-energia-solar-fotovoltaica-conceitos>>. Acesso em: 20 out. 2018.

SOLAR, Prisma Energia. **Potencial solar brasileiro**. 2017. Disponível em: <<http://www.prismaenergiasolar.com.br/potencial-solar>>. Acesso em: 25 out. 2018.

SOLARIS-STORES. **Principe de fonctionnement d'une pompe solaire**. 2015. Disponível em: <<https://www.solaris-store.com/content/50-principe-de-fonctionnement-d-une-pompe-solaire#>>. Acesso em: 14 jan. 2019

SOLARON. **O que é um inversor fotovoltaico**. 2018. Disponível em: <<http://solaron.eco.br/o-que-e-um-inversor-fotovoltaico/>>. Acesso em: 16 jan. 2019.

SOLIENS. **Entenda o que é sistema solar híbrido**. 2018. Disponível em: <<https://www.soliens.com.br/blog/energia-fotovoltaica/entenda-o-que-e-sistema-solar-hibrido/>>. Acesso em: 16 fev. 2019.

SOLIS, Energia. **Como funciona o medidor bidirecional da energia solar**. 2019. Disponível em: <<https://solisenergia.com.br/como-funciona-o-medidor-bidirecional-da-energia-solar/>>. Acesso em: 01 maio 2019.

SOUZA, Ronilson. **Inversor solar fotovoltaico: o que é, como funciona e tipos**. 2017. Elaborado por: Bluesol. Disponível em: <<https://blog.bluesol.com.br/inversor-fotovoltaico-o-que-e-como-funciona/>>. Acesso em: 10 abr. 2019.

SOUZA, R. **Análise financeira simplificada de sistemas fotovoltaicos conectados à rede**. Blue Sol Energia Solar, 2015.

VALLÊRA, A.; BRITO M. **Meio século de história fotovoltaica**. Gazeta de Física, 2006.

VILLALVA, Marcelo Gradella. **Energia solar fotovoltaica: Conceitos e Aplicações**. 2. ed. São Paulo: Érica, 2015. 224 p.

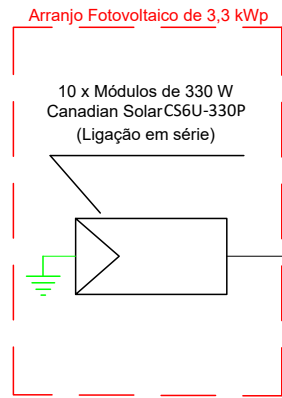
VILLALVA, Marcelo Gradella; GAZOLI, Jonas Rafael. **Energia solar fotovoltaica: Conceitos e aplicações**. São Paulo: Érica, 2012.

WEG. **Weg tem o primeiro medidor de energia do Brasil certificado pelo Inmetro**. 2016. Disponível em: <<https://www.weg.net/institucional/BR/pt/news/produtos-e-solucoes/weg-tem-o-primeiro-medidor-de-energia-do-brasil-certificado-pelo-inmetro>>. Acesso em: 02 abr. 2019.

ZILLES, Roberto et al. **Sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica**. São Paulo: Oficina de Textos, 2012.



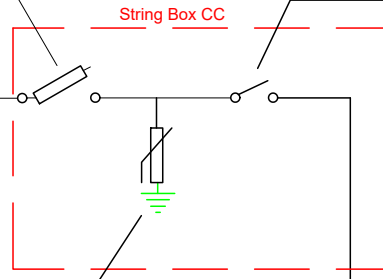
**APÊNDICE A – DIAGRAMA UNIFILAR DO SISTEMA ON-GRID**



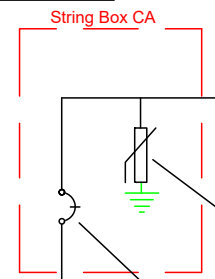
PAR DE FUSÍVEIS CC  
1000Vdc - 10A



DPS CC  
TIPO III  
1000V - 65 kA



CHAVE SECCIONADORA CC  
660V - 16A

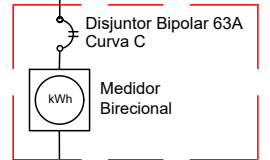


Inversor Grid-Tie  
Fronius Primo 4.0-1  
4 kW

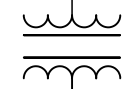
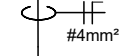
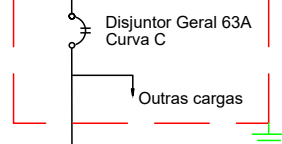
Rede Secundária de Distribuição (BT)  
127/220 V  
CONCESSIONÁRIA: ENERGISA



**Padrão de Entrada**



**Quadro Geral**



TRANSFORMADOR REBAIXADOR ( 6 kVA)  
220V / 127V






**ANEXO A – CATÁLOGO DO MÓDULO UTILIZADO NO ESTUDO DE CASO 1**



## MAXPOWER (1500 V) CS6U-315 | 320 | 325 | 330P

Canadian Solar's new 1500 V module is a product for high voltage systems, which can increase the string length of solar systems by up to 50%, saving BOS costs.

### KEY FEATURES

-  Designed for high voltage systems of up to 1500 V<sub>DC</sub>, saving on BoS costs
-  Excellent module efficiency of up to 16.97 %
-  Outstanding low irradiance performance: 96.0 %
-  High PTC rating of up to 91.55 %
-  IP67 junction box for long-term weather endurance
-  Heavy snow load up to 5400 Pa, wind load up to 2400 Pa



**linear power output warranty**



**product warranty on materials and workmanship**

### MANAGEMENT SYSTEM CERTIFICATES\*

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

### PRODUCT CERTIFICATES\*

IEC 61215 / IEC 61730: VDE / MCS / CE  
UL 1703 / IEC 61215 performance: CEC listed (US)  
UL 1703: CSA / IEC 61701 ED2: VDE / IEC 62716: VDE  
UNI 9177 Reaction to Fire: Class 1  
Take-e-way



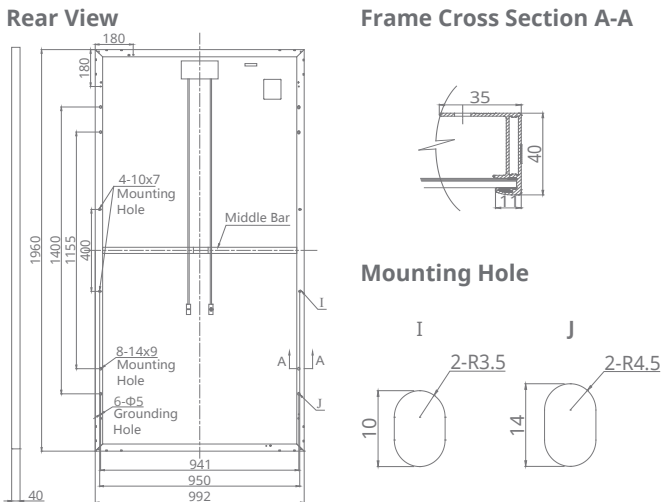
\* As there are different certification requirements in different markets, please contact your local Canadian Solar sales representative for the specific certificates applicable to the products in the region in which the products are to be used.

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

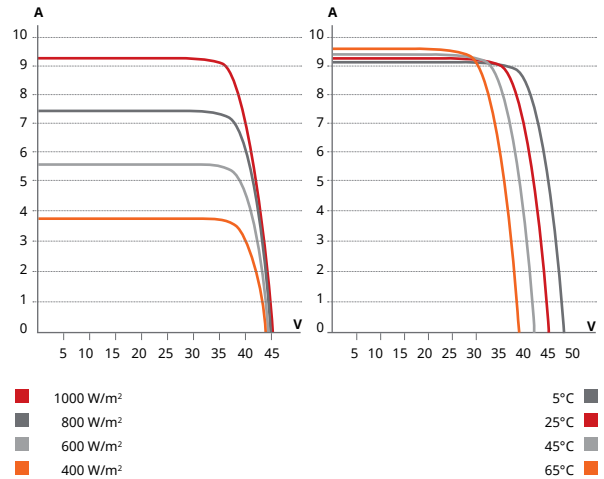
### CANADIAN SOLAR INC.

545 Speedvale Avenue West, Guelph, Ontario N1K 1E6, Canada, [www.canadiansolar.com](http://www.canadiansolar.com), [support@canadiansolar.com](mailto:support@canadiansolar.com)

## ENGINEERING DRAWING (mm)



## CS6U-320P / I-V CURVES



## ELECTRICAL DATA | STC\*

CS6U	315P	320P	325P	330P
Nominal Max. Power (Pmax)	315 W	320 W	325 W	330 W
Opt. Operating Voltage (Vmp)	36.6 V	36.8 V	37.0 V	37.2 V
Opt. Operating Current (Imp)	8.61 A	8.69 A	8.78 A	8.88 A
Open Circuit Voltage (Voc)	45.1 V	45.3 V	45.5 V	45.6 V
Short Circuit Current (Isc)	9.18 A	9.26 A	9.34 A	9.45 A
Module Efficiency	16.20%	16.46%	16.72%	16.97%
Operating Temperature	-40°C ~ +85°C			
Max. System Voltage	1500 V (IEC) or 1500 V (UL)			
Module Fire Performance	TYPE 1 (UL 1703) or CLASS C (IEC 61730)			
Max. Series Fuse Rating	15 A			
Application Classification	Class A			
Power Tolerance	0 ~ + 5 W			

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

## MECHANICAL DATA

Specification	Data
Cell Type	Poly-crystalline, 6 inch
Cell Arrangement	72 (6 × 12)
Dimensions	1960 × 992 × 40 mm (77.2 × 39.1 × 1.57 in)
Weight	22.4 kg (49.4 lbs)
Front Cover	3.2 mm tempered glass
Frame Material	Anodized aluminium alloy
J-Box	IP67, 3 diodes
Cable	PV1500DC-F1 4 mm² (IEC) & 12 AWG 2000 V (UL), 1160 mm (45.7 in)
Connector	T4 series or UTX or MC4 series
Per Pallet	26 pieces, 635 kg (1400 lbs)
Per container (40' HQ)	624 pieces

## ELECTRICAL DATA | NOCT\*

CS6U	315P	320P	325P	330P
Nominal Max. Power (Pmax)	228 W	232 W	236 W	239 W
Opt. Operating Voltage (Vmp)	33.4 V	33.6 V	33.7 V	33.9 V
Opt. Operating Current (Imp)	6.84 A	6.91 A	6.98 A	7.05 A
Open Circuit Voltage (Voc)	41.5 V	41.6 V	41.8 V	41.9 V
Short Circuit Current (Isc)	7.44 A	7.50 A	7.57 A	7.66 A

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

## TEMPERATURE CHARACTERISTICS

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

## PERFORMANCE AT LOW IRRADIANCE

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

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

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

## PARTNER SECTION



**ANEXO B – CATÁLOGO DO INVERSOR UTILIZADO NO ESTUDO DE CASO 1**

# FRONIUS PRIMO

/ The communicative inverter for optimised energy management.



/ SnapINverter Technology



/ Integrated data communication



/ SuperFlex Design



/ Dynamic Peak Manager



/ Smart Grid Ready

/ The Fronius Primo in power categories from 3.0 to 8.2 kW perfectly completes the new SnapINverter generation. This single-phase, transformerless device is the ideal inverter for private households. Its innovative SuperFlex Design provides maximum flexibility in system design, while the SnapINverter mounting system makes installation and maintenance easier than ever before. The communication package included as standard, with WLAN, energy management, several interfaces and much more besides, makes the Fronius Primo a communicative inverter for owner-occupiers.

## TECHNICAL DATA FRONIUS PRIMO (3.0-1, 3.5-1, 3.6-1, 4.0-1, 4.6-1)

INPUT DATA	PRIMO 3.0-1	PRIMO 3.5-1	PRIMO 3.6-1	PRIMO 4.0-1	PRIMO 4.6-1
Max. input current ( $I_{dc \max 1} / I_{dc \max 2}$ )			12.0 A / 12.0 A		
Max. array short circuit current ( $MPP_1/MPP_2$ )			18.0 A / 18.0 A		
Min. input voltage ( $U_{dc \min}$ )			80 V		
Feed-in start voltage ( $U_{dc \text{ start}}$ )			80 V		
Nominal input voltage ( $U_{dc \text{ r}}$ )			710 V		
Max. input voltage ( $U_{dc \max}$ )			1,000 V		
MPP voltage range ( $U_{mpp \min} - U_{mpp \max}$ )		200 - 800 V		210 - 800 V	240 - 800 V
Number of MPP trackers			2		
Number of DC connections			2 + 2		

OUTPUT DATA	PRIMO 3.0-1	PRIMO 3.5-1	PRIMO 3.6-1	PRIMO 4.0-1	PRIMO 4.6-1
AC nominal output ( $P_{ac \text{ r}}$ )	3,000 W	3,500 W	3,680 W	4,000 W	4,600 W
Max. output power	3,000 VA	3,500 VA	3,680 VA	4,000 VA	4,600 VA
AC output current ( $I_{ac \text{ nom}}$ )	13.0 A	15.2 A	16.0 A	17.4 A	20.0 A
Grid connection (voltage range)	1 - NPE 220 V / 230 V (180 V - 270 V)				
Frequency (frequency range)	50 Hz / 60 Hz (45 - 65 Hz)				
Total harmonic distortion	< 5 %				
Power factor ( $\cos \varphi_{ac \text{ r}}$ )	0.85 - 1 ind. / cap.				

## TECHNICAL DATA FRONIUS PRIMO (3.0-1, 3.5-1, 3.6-1, 4.0-1, 4.6-1)

GENERAL DATA	PRIMO 3.0-1	PRIMO 3.5-1	PRIMO 3.6-1	PRIMO 4.0-1	PRIMO 4.6-1
Dimensions (height x width x depth)	645 x 431 x 204 mm				
Weight	21.5 kg				
Degree of protection	IP 65				
Protection class	1				
Overvoltage category (DC / AC) <sup>1)</sup>	2 / 3				
Night time consumption	< 1 W				
Inverter design	Transformerless				
Cooling	Regulated air cooling				
Installation	Indoor and outdoor installation				
Ambient temperature range	-40 - +55 °C				
Permitted humidity	0 - 100 %				
Max. altitude	4,000 m				
DC connection technology	2x DC+1, 2x DC+2 and 4x DC- screw terminals 2.5 - 16 mm <sup>2</sup>				
AC connection technology	3-pole AC screw terminals 2.5 - 16 mm <sup>2</sup>				
Certificates and compliance with standards	DIN V VDE 0126-1-1/A1, IEC 62109-1/-2, IEC 62116, IEC 61727, AS 4777-2, AS 4777-3, G83/2, G59/3, CEI 0-21				

EFFICIENCY	PRIMO 3.0-1	PRIMO 3.5-1	PRIMO 3.6-1	PRIMO 4.0-1	PRIMO 4.6-1
Max. efficiency	97.9 %	98.0 %	98.0 %	98.0 %	98.0 %
European efficiency ( $\eta_{EU}$ )	96.1 %	96.8 %	96.8 %	97.0 %	97.0 %
$\eta$ at 5 % $P_{ac,r}$ <sup>2)</sup>	80.8 / 82.5 / 82.5 %	80.8 / 82.5 / 82.5 %	80.8 / 82.5 / 82.5 %	80.8 / 82.5 / 82.5 %	80.8 / 82.5 / 82.5 %
$\eta$ at 10 % $P_{ac,r}$ <sup>2)</sup>	84.1 / 86.5 / 86.1 %	86.3 / 93.6 / 91.8 %	86.3 / 93.6 / 91.8 %	86.6 / 93.9 / 92.2 %	88.9 / 94.4 / 92.9 %
$\eta$ at 20 % $P_{ac,r}$ <sup>2)</sup>	90.3 / 95.5 / 94.8 %	91.6 / 96.2 / 95.2 %	91.6 / 96.2 / 95.2 %	92.2 / 96.7 / 95.6 %	93.0 / 97.0 / 95.9 %
$\eta$ at 25 % $P_{ac,r}$ <sup>2)</sup>	91.8 / 96.4 / 95.1 %	92.7 / 96.9 / 95.8 %	92.7 / 96.9 / 95.8 %	93.2 / 97.2 / 96.1 %	93.9 / 97.2 / 96.6 %
$\eta$ at 30 % $P_{ac,r}$ <sup>2)</sup>	92.7 / 96.9 / 96.0 %	93.5 / 97.2 / 96.3 %	93.5 / 97.2 / 96.3 %	94.0 / 97.2 / 96.8 %	94.5 / 97.3 / 96.9 %
$\eta$ at 50 % $P_{ac,r}$ <sup>2)</sup>	94.5 / 97.4 / 97.0 %	95.0 / 97.7 / 97.3 %	95.0 / 97.7 / 97.3 %	95.2 / 97.8 / 97.4 %	95.6 / 97.9 / 97.6 %
$\eta$ at 75 % $P_{ac,r}$ <sup>2)</sup>	95.4 / 97.9 / 97.7 %	95.6 / 97.8 / 97.8 %	95.6 / 97.8 / 97.8 %	95.8 / 97.9 / 97.8 %	96.0 / 97.9 / 97.8 %
$\eta$ bei 100 % $P_{ac,r}$ <sup>2)</sup>	95.7 / 97.9 / 97.8 %	95.8 / 98.0 / 97.8 %	95.8 / 98.0 / 97.8 %	95.9 / 98.0 / 97.9 %	96.2 / 97.9 / 98.0 %
MPP adaptation efficiency	> 99.9 %				

PROTECTIVE DEVICES	PRIMO 3.0-1	PRIMO 3.5-1	PRIMO 3.6-1	PRIMO 4.0-1	PRIMO 4.6-1
DC insulation measurement	Yes				
Overload behaviour	Operating point shift. Power limitation				
DC disconnecter	Yes				

INTERFACES	PRIMO 3.0-1	PRIMO 3.5-1	PRIMO 3.6-1	PRIMO 4.0-1	PRIMO 4.6-1
WLAN / Ethernet LAN	Fronius Solar.web, Modbus TCP SunSpec, Fronius Solar API (JSON)				
6 inputs and 4 digital in/out	Interface to ripple control receiver				
USB (A socket) <sup>3)</sup>	Datalogging, inverter update via USB flash drive				
2x RS422 (RJ45 socket) <sup>3)</sup>	Fronius Solar Net				
Signalling output <sup>3)</sup>	Energy management (potential-free relay output)				
Datalogger and Webserver	Included				
External input <sup>3)</sup>	S0-Meter Interface / Input for overvoltage protection				
RS485	Modbus RTU SunSpec or meter connection				

<sup>1)</sup> According to IEC 62109-1.

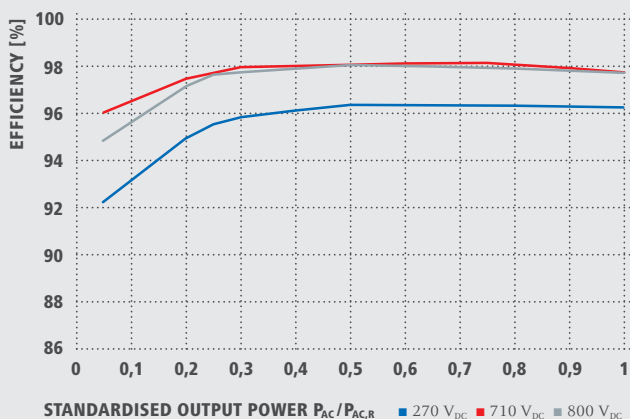
<sup>2)</sup> And at  $U_{mpp\ min} / U_{dc,r} / U_{mpp\ max}$

<sup>3)</sup> Also available in the light version.

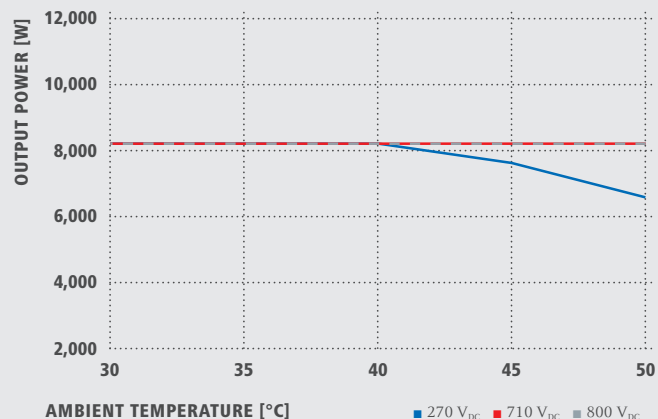
Further information regarding the availability of the inverters in your country can be found at [www.fronius.com](http://www.fronius.com).



## FRONIUS PRIMO 8.2-1 EFFICIENCY CURVE



## FRONIUS PRIMO 8.2-1 TEMPERATURE DERATING



## TECHNICAL DATA FRONIUS PRIMO (5.0-1, 5.0-1 AUS, 6.0-1, 8.2-1)

INPUT DATA	PRIMO 5.0-1	PRIMO 5.0-1 AUS	PRIMO 6.0-1	PRIMO 8.2-1
Max. input current ( $I_{dc\ max\ 1} / I_{dc\ max\ 2}$ )	12.0 A / 12.0 A		18.0 A / 18.0 A	
Max. array short circuit current (MPP <sub>1</sub> /MPP <sub>2</sub> )	18.0 A / 18.0 A		27.0 A / 27.0 A	
Min. input voltage ( $U_{dc\ min}$ )			80 V	
Feed-in start voltage ( $U_{dc\ start}$ )			80 V	
Nominal input voltage ( $U_{dc,t}$ )			710 V	
Max. input voltage ( $U_{dc\ max}$ )			1,000 V	
MPP voltage range ( $U_{mpp\ min} - U_{mpp\ max}$ )		240 - 800 V		270 - 800 V
Number of MPP trackers		2		
Number of DC connections		2 + 2		

OUTPUT DATA	PRIMO 5.0-1	PRIMO 5.0-1 AUS	PRIMO 6.0-1	PRIMO 8.2-1
AC nominal output ( $P_{ac,t}$ )	5,000 W	4,600 W	6,000 W	8,200 W
Max. output power	5,000 VA	5,000 VA	6,000 VA	8,200 VA
AC output current ( $I_{ac\ nom}$ )	21.7 A	21.7 A	26.1 A	35.7 A
Grid connection (voltage range)		1 - NPE 220 V / 230 V (180 V - 270 V)		
Frequency (frequency range)		50 Hz / 60 Hz (45 - 65 Hz)		
Total harmonic distortion		< 5 %		
Power factor ( $\cos\ \varphi_{ac,t}$ )		0.85 - 1 ind. / cap.		

GENERAL DATA	PRIMO 5.0-1	PRIMO 5.0-1 AUS	PRIMO 6.0-1	PRIMO 8.2-1
Dimensions (height x width x depth)		645 x 431 x 204 mm		
Weight		21.5 kg		
Degree of protection		IP 65		
Protection class		1		
Overvoltage category (DC / AC) <sup>1)</sup>		2 / 3		
Night time consumption		< 1 W		
Inverter design		Transformerless		
Cooling		Regulated air cooling		
Installation		Indoor and outdoor installation		
Ambient temperature range		-40 - +55 °C		
Permitted humidity		0 - 100 %		
Max. altitude		4,000 m		
DC connection technology		2x DC+1, 2x DC+2 and 4x DC- screw terminals 2.5 - 16 mm <sup>2</sup>		
AC connection technology		3-pole AC screw terminals 2.5 - 16 mm <sup>2</sup>		
Certificates and compliance with standards		DIN V VDE 0126-1-1/A1, IEC 62109-1/-2, IEC 62116, IEC 61727, AS 4777-2, AS 4777-3, G83/2, G59/3, CEI 0-21		

<sup>1)</sup> According to IEC 62109-1. Further information regarding the availability of the inverters in your country can be found at [www.fronius.com](http://www.fronius.com).

EFFICIENCY	PRIMO 5.0-1	PRIMO 5.0-1 AUS	PRIMO 6.0-1	PRIMO 8.2-1
Max. efficiency	98.0 %	98.0 %	98.0 %	98.1 %
European efficiency ( $\eta_{EU}$ )	97.1 %	97.1 %	97.3 %	97.5 %
$\eta$ at 5 % $P_{ac,r}^{1)}$	80.8 / 82.5 / 82.5 %	80.8 / 82.5 / 82.5 %	84.6 / 86.5 / 86.0 %	85.5 / 89.6 / 88.5 %
$\eta$ at 10 % $P_{ac,r}^{1)}$	89.6 / 94.8 / 93.1 %	89.6 / 94.8 / 93.1 %	90.5 / 95.5 / 94.6 %	92.2 / 96.0 / 94.8 %
$\eta$ at 20 % $P_{ac,r}^{1)}$	93.4 / 97.2 / 96.2 %	93.4 / 97.2 / 96.2 %	94.0 / 97.2 / 96.8 %	94.9 / 97.4 / 97.2 %
$\eta$ at 25 % $P_{ac,r}^{1)}$	94.1 / 97.3 / 96.8 %	94.1 / 97.3 / 96.8 %	94.7 / 97.4 / 97.0 %	95.5 / 97.7 / 97.6 %
$\eta$ at 30 % $P_{ac,r}^{1)}$	94.7 / 97.4 / 97.0 %	94.7 / 97.4 / 97.0 %	95.1 / 97.6 / 97.3 %	95.8 / 97.9 / 97.7 %
$\eta$ at 50 % $P_{ac,r}^{1)}$	95.8 / 97.9 / 97.7 %	95.8 / 97.9 / 97.7 %	96.0 / 97.9 / 97.8 %	96.3 / 98.0 / 98.0 %
$\eta$ at 75 % $P_{ac,r}^{1)}$	96.1 / 98.0 / 97.9 %	96.1 / 98.0 / 97.9 %	96.2 / 98.0 / 98.0 %	96.3 / 98.1 / 97.9 %
$\eta$ at 100 % $P_{ac,r}^{1)}$	96.2 / 97.9 / 97.9 %	96.2 / 97.9 / 97.9 %	96.2 / 98.0 / 97.9 %	96.2 / 97.7 / 97.7 %
MPP adaptation efficiency	> 99.9 %			

PROTECTIVE DEVICES	PRIMO 5.0-1	PRIMO 5.0-1 AUS	PRIMO 6.0-1	PRIMO 8.2-1
DC insulation measurement	Yes			
Overload behaviour	Operating point shift, power limitation			
DC disconnecter	Yes			

INTERFACES	PRIMO 5.0-1	PRIMO 5.0-1 AUS	PRIMO 6.0-1	PRIMO 8.2-1
WLAN / Ethernet LAN	Fronius Solar.web, Modbus TCP SunSpec, Fronius Solar API (JSON)			
6 inputs and 4 digital in/out	Interface to ripple control receiver			
USB (A socket) <sup>2)</sup>	Datalogging, inverter update via USB flash drive			
2x RS422 (RJ45 socket) <sup>2)</sup>	Fronius Solar Net			
Signalling output <sup>2)</sup>	Energy management (potential-free relay output)			
Datalogger and Webserver	Included			
External input <sup>2)</sup>	S0-Meter Interface / Input for overvoltage protection			
RS485	Modbus RTU SunSpec or meter connection			

<sup>1)</sup> And at  $U_{mpp\ min} / U_{dc,r} / U_{mpp\ max}$

<sup>2)</sup> Also available in the light version.

/ Perfect Welding / Solar Energy / Perfect Charging

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

/ Whether welding technology, photovoltaics or battery charging technology – our goal is clearly defined: to be the innovation leader. With around 3,300 employees worldwide, we shift the limits of what's possible - our record of over 900 granted patents is testimony to this. While others progress step by step, we innovate in leaps and bounds. Just as we've always done. The responsible use of our resources forms the basis of our corporate policy.

Further information about all Fronius products and our global sales partners and representatives can be found at [www.fronius.com](http://www.fronius.com)

v05 May 2015 EN

Fronius India Private Limited  
GAT no 312, Nanekarwadi  
Chakan, Taluka - Khed District  
Pune 410501  
India  
[pv-sales-india@fronius.com](mailto:pv-sales-india@fronius.com)  
[www.fronius.in](http://www.fronius.in)

Fronius Australia Pty Ltd.  
90-92 Lambeck Drive  
Tullamarine VIC 3043  
Australia  
[pv-sales-australia@fronius.com](mailto:pv-sales-australia@fronius.com)  
[www.fronius.com.au](http://www.fronius.com.au)

Fronius UK Limited  
Maidstone Road, Kingston  
Milton Keynes, MK10 0BD  
United Kingdom  
[pv-sales-uk@fronius.com](mailto:pv-sales-uk@fronius.com)  
[www.fronius.co.uk](http://www.fronius.co.uk)

Fronius International GmbH  
Froniusplatz 1  
4600 Wels  
Austria  
[pv-sales@fronius.com](mailto:pv-sales@fronius.com)  
[www.fronius.com](http://www.fronius.com)

**ANEXO C – TABELAS PARA DIMENSIONAMENTO DOS CABOS DOS DOIS  
ESTUDOS DE CASOS**

# BAIXA TENSÃO

## Uso Geral

### CAPACIDADE DE CONDUÇÃO DE CORRENTE

**TABELA 2 - (\*) CAPACIDADES DE CONDUÇÃO DE CORRENTE, EM AMPÈRES, PARA OS MÉTODOS DE REFERÊNCIA, A1, A2, B1, B2, C e D DA TABELA 1 FIOS E CABOS ISOLADOS EM TERMOPLÁSTICO, CONDUTOR DE COBRE.**

- Cabo Superastic, Cabo Superastic Flex, Fio Superastic, Cabo Sintenax, Cabo Sintenax Flex e Afumex 750V;
- 2 e 3 condutores carregados;
- Temperatura no condutor: 70 °C;
- Temperaturas: 30 °C (ambiente) e 20 °C (solo).

seções nominais (mm <sup>2</sup> )	métodos de instalação definidos na tabela 1											
	A1		A2		B1		B2		C		D	
	2 condutores carregados	3 condutores carregados	2 condutores carregados	3 condutores carregados	2 condutores carregados	3 condutores carregados	2 condutores carregados	3 condutores carregados	2 condutores carregados	3 condutores carregados	2 condutores carregados	3 condutores carregados
[1]	[2]	[3]	[4]	[5]	[6]	[7]	[8]	[9]	[10]	[11]	[12]	[13]
0,5	7	7	7	7	9	8	9	8	10	9	12	10
0,75	9	9	9	9	11	10	11	10	13	11	15	12
1	11	10	11	10	14	12	13	12	15	14	18	15
1,5	14,5	13,5	14	13	17,5	15,5	16,5	15	19,5	17,5	22	18
2,5	19,5	18	18,5	17,5	24	21	23	20	27	24	29	24
4	26	24	25	23	32	28	30	27	36	32	38	31
6	34	31	32	29	41	36	38	34	46	41	47	39
10	46	42	43	39	57	50	52	46	63	57	63	52
16	61	56	57	52	76	68	69	62	85	76	81	67
25	80	73	75	68	101	89	90	80	112	96	104	86
35	99	89	92	83	125	110	111	99	138	119	125	103
50	119	108	110	99	151	134	133	118	168	144	148	122
70	151	136	139	125	192	171	168	149	213	184	183	151
95	182	164	167	150	232	207	201	179	258	223	216	179
120	210	188	192	172	269	239	232	206	299	259	246	203
150	240	216	219	196	309	275	265	236	344	299	278	230
185	273	245	248	223	353	314	300	268	392	341	312	258
240	321	286	291	261	415	370	351	313	461	403	361	297
300	367	328	334	298	477	426	401	358	530	464	408	336
400	438	390	398	355	571	510	477	425	634	557	478	394
500	502	447	456	406	656	587	545	486	729	642	540	445
630	578	514	526	467	758	678	626	559	843	743	614	506
800	669	593	609	540	881	788	723	645	978	865	700	577
1000	767	679	698	618	1012	906	827	738	1125	996	792	652

(\*) De acordo com a tabela 36 da NBR 5410/2004.

A Prysmian reserva-se ao direito de modificar sem aviso prévio as características técnicas, pesos e dimensões apresentadas neste catálogo, sempre respeitando os valores previstos nas normas citadas. A Prysmian não se responsabiliza por danos pessoais ou materiais decorrentes do uso inadequado e/ou negligente das informações contidas neste catálogo.

# BAIXA TENSÃO

## Uso Geral

### CAPACIDADE DE CONDUÇÃO DE CORRENTE

**TABELA 3 - (\*) CAPACIDADES DE CONDUÇÃO DE CORRENTE, EM AMPÈRES, PARA OS MÉTODOS DE REFERÊNCIA A1, A2, B1, B2, C e D DA TABELA 1 CABOS ISOLADOS EM TERMOFIXO, CONDUTOR DE COBRE.**

- Cabos Voltalene, Eprotenax, Eprotenax Gsette e Afumex 0,6/1kV;
- 2 e 3 condutores carregados;
- Temperatura no condutor: 90 °C;
- Temperaturas: 30 °C (ambiente), 20 °C (solo).

seções nominais (mm <sup>2</sup> )	métodos de instalação definidos na tabela 1											
	A1		A2		B1		B2		C		D	
	2 condutores carregados	3 condutores carregados	2 condutores carregados	3 condutores carregados	2 condutores carregados	3 condutores carregados	2 condutores carregados	3 condutores carregados	2 condutores carregados	3 condutores carregados	2 condutores carregados	3 condutores carregados
[1]	[2]	[3]	[4]	[5]	[6]	[7]	[8]	[9]	[10]	[11]	[12]	[13]
0,5	10	9	10	9	12	10	11	10	12	11	14	12
0,75	12	11	12	11	15	13	15	13	16	14	18	15
1	15	13	14	13	18	16	17	15	19	17	21	17
1,5	19	17	18,5	16,5	23	20	22	19,5	24	22	26	22
2,5	26	23	25	22	31	28	30	26	33	30	34	29
4	35	31	33	30	42	37	40	35	45	40	44	37
6	45	40	42	38	54	48	51	44	58	52	56	46
10	61	54	57	51	75	66	69	60	90	71	73	61
16	81	73	76	68	100	88	91	80	107	96	95	79
25	106	95	99	89	133	117	119	105	138	119	121	101
35	131	117	121	109	164	144	146	128	171	147	146	122
50	158	141	145	130	198	175	175	154	209	179	173	144
70	200	179	183	164	253	222	221	194	269	229	213	178
95	241	216	220	197	306	269	265	233	328	278	252	211
120	278	249	253	227	354	312	305	268	382	322	287	240
150	318	285	290	259	407	358	349	307	441	371	324	271
185	362	324	329	295	464	408	395	348	506	424	363	304
240	424	380	386	346	546	481	462	407	599	500	419	351
300	486	435	442	396	628	553	529	465	693	576	474	396
400	579	519	527	472	751	661	628	552	835	692	555	464
500	664	595	604	541	864	760	718	631	966	797	627	525
630	765	685	696	623	998	879	825	725	1122	923	711	596
800	885	792	805	721	1158	1020	952	837	1311	1074	811	679
1000	1014	908	923	826	1332	1173	1088	957	1515	1237	916	767

(\*) De acordo com a tabela 37 da NBR 5410/2004.

A Prysmian reserva-se ao direito de modificar sem aviso prévio as características técnicas, pesos e dimensões apresentadas neste catálogo, sempre respeitando os valores previstos nas normas citadas. A Prysmian não se responsabiliza por danos pessoais ou materiais decorrentes do uso inadequado e/ou negligente das informações contidas neste catálogo.

**ANEXO D – CATÁLOGO TÉCNICO BATERIA ESTACIONÁRIA UTILIZADO NO  
ESTUDO DE CASO 2**

# CATÁLOGO TÉCNICO BATERIA ESTACIONÁRIA

# FREEDOM®



[www.freedomestacionaria.com.br](http://www.freedomestacionaria.com.br)

Homologada pela  
 ANATEL



BATERIA ESTACIONÁRIA

# FREEDOM®



As baterias Estacionárias Freedom® são fabricadas na planta da Johnson Controls, o fabricante que mais entende de baterias no mundo.

Na cidade de Sorocaba, interior do estado de São Paulo, numa área de 600 mil metros quadrados fica localizada a fábrica da Johnson Controls no Brasil. Esta é a maior e mais moderna fábrica de baterias da América do Sul.

As baterias Estacionárias Freedom® são produzidas com alto padrão de qualidade e respeito ao meio ambiente. São homologadas pela Anatel e certificações ISO9002, ISO14000 e ISOTS16949. Todos os títulos conferem à Freedom® qualidade e confiabilidade de ordem internacional.

## FREEDOM®



# Características Elétricas

## Principais Características Elétricas

MODELOS		DF300	DF500	DF700	DF1000	DF1500	DF2000	DF2500	DF3000	DF4001
Capacidade a 25°C (Ah)	10 h	24	30	41	54	76	94	130	156	200
	20 h	26	36	45	60	80	105	150	170	220
	100 h	30	40	50	70	93	115	165	185	240
Dimensões (mm)	Comprimento	175	175	210	244	330	330	511	511	525
	Largura	175	175	175	175	172	172	213	213	275
	Altura	175	175	175	175	240	240	230	230	250
Peso (kg)		8,8	9,7	12,5	14,7	23,9	27,1	44,6	48,3	60,3
Torque	Mínimo	9 N.m	9 N.m	9 N.m	9 N.m	13,6 N.m	13,6 N.m	9 N.m	9 N.m	9 N.m
	Máximo	11 N.m	11 N.m	11 N.m	11 N.m	20,3 N.m	20,3 N.m	11 N.m	11 N.m	11 N.m
Tensão de Flutuação						de 13,2 a 13,8 V a 25°C				
Tensão de carga / equalização						de 14,4 a 15,5 V a 25°C				
Compensação de Temperatura						para cada 1°C acima de 25°C, subtrair 0,033V para cada 1°C abaixo de 25°C, adicionar 0,033V				

## Correntes de descarga (A) em diferentes regimes a 25°C (tensão final 10,5V)

MODELO	HORAS																MINUTOS		
	100 h	20 h	10 h	9 h	8 h	7 h	6 h	5 h	4,5 h	4 h	3,5 h	3 h	2,5 h	2 h	1,5 h	1 h	45'	30'	15'
Bateria	100 h	20 h	10 h	9 h	8 h	7 h	6 h	5 h	4,5 h	4 h	3,5 h	3 h	2,5 h	2 h	1,5 h	1 h	45'	30'	15'
DF300	0,3	1,3	2,4	2,6	2,9	3,3	3,8	4,4	4,9	5,4	6	7	8,2	10	12,8	18	21	25	40
DF500	0,4	1,8	3	3,3	3,7	4,2	4,9	5,8	6,2	6,8	7,6	8,6	9,9	12	15	20	25,3	33	52
DF700	0,5	2,3	4,1	4,5	5	5,6	6,5	7,5	8,2	9,2	10	11,5	13,6	16,3	21	27	32	43	65
DF1000	0,7	3	5,4	5,8	6,4	7,3	8,2	9,8	10,5	11,5	12,5	14,5	17	19	25,2	35	42,5	55	84
DF1500	0,93	4	7,6	8,2	9	10	11,5	13,2	14,5	16	18,2	21	25	29,5	38	54	69	90	130
DF2000	1,2	5,3	9,4	10,2	11,5	13	14,5	17	18,4	20,3	22,6	25	29,5	34,5	44	60	75	96	150
DF2500	1,7	7,5	13	14,4	16,2	18	20	23	25	28	31	34	40	47	58	81	99	130	200
DF3000	1,9	8,5	15,6	17	19	21,4	24,7	28	30	33	36	41	48	57	72	95	112	152	231
DF4001	2,4	11	20	21,5	24	26,5	30	35	38	41,5	46	52	60	72	90	120	145	191	290

## Capacidade em ampère-hora (Ah) a 25°C em diferentes regimes de descarga (tensão final 10,5V)

MODELO	HORAS																MINUTOS		
	100 h	20 h	10 h	9 h	8 h	7 h	6 h	5 h	4,5 h	4 h	3,5 h	3 h	2,5 h	2 h	1,5 h	1 h	45'	30'	15'
Bateria	100 h	20 h	10 h	9 h	8 h	7 h	6 h	5 h	4,5 h	4 h	3,5 h	3 h	2,5 h	2 h	1,5 h	1 h	45'	30'	15'
DF300	30	26	24	23,8	23,5	23,1	22,8	22	21,9	21,6	21	21	20,5	20	19,2	18	15,8	12,5	10
DF500	40	36	30	29,9	29,8	29,7	29,4	28,8	27,7	27	26,6	25,8	24,8	24	22,5	20	19	16,5	13
DF700	50	45	41	40,5	40	39,5	39,2	37,5	37,1	36,8	35	34,5	34	32,5	31,5	27	24	21,5	16,3
DF1000	70	60	54	51,8	51,6	51,1	49,2	49	47,3	46	43,8	43,5	42,5	38	37,8	35	31,9	27,5	21
DF1500	93	80	76	73,8	72	70	69	66	65,3	64	63,7	63	62,5	59	57	54	51,8	45	32,5
DF2000	115	105	94	92	91,8	91	87	85	82,8	81,2	79,1	75	73,8	69	66	60	56,3	48	37,5
DF2500	165	150	130	129,8	129,6	126	120	115	112,5	112	108,5	102	100	94	87	81	74,3	65	50
DF3000	185	170	156	153	152	150	148,2	140	135	132	126	123	120	114	108	95	84	76	57,8
DF4001	240	220	200	193,5	192	185,5	180	175	171	166	161	156	150	144	135	120	108,8	95,5	72

## Watts-hora (Wh) a 25°C (tensão final 10,5V)

MODELO	HORAS																MINUTOS		
	100 h	20 h	10 h	9 h	8 h	7 h	6 h	5 h	4,5 h	4 h	3,5 h	3 h	2,5 h	2 h	1,5 h	1 h	45'	30'	15'
Bateria	100 h	20 h	10 h	9 h	8 h	7 h	6 h	5 h	4,5 h	4 h	3,5 h	3 h	2,5 h	2 h	1,5 h	1 h	45'	30'	15'
DF300	3	16	25	28	32	35	37	45	46	47	50	65	68	75	90	125	145	175	300
DF500	5	22	36	40	43	48	53	65	67	70	75	92	95	107	130	167	200	250	510
DF700	6	29	45	51	55	62	68	84	82	85	94	118	120	135	165	210	250	300	550
DF1000	7	36	63	69	76	84	96	111	121	133	148	168	194	233	248	257	278	487	712
DF1500	10	51	94	100	113	125	140	170	185	190	205	250	255	300	342	400	492	598	960
DF2000	13	65	104	118	126	139	160	188	192	200	217	270	268	310	372	490	582	694	1200
DF2500	19	93	155	170	181	202	224	269	273	287	311	378	381	441	581	698	817	989	1638
DF3000	25	110	179	197	217	238	251	306	311	333	382	437	448	517	637	798	958	1148	1917
DF4001	28	139	217	240	264	285	315	376	381	406	441	536	547	643	768	995	1185	1424	2374

## Tecnologia

A tecnologia PowerFrame® é a maior evolução que a produção de baterias no Brasil já alcançou.



**TECNOLOGIA MUNDIAL:**  
É comprovado que nas baterias o fator que mais a desgasta é a corrosão, e a grade é o componente mais atacado pela corrosão. As novas grades da bateria Estacionária Freedom® são comprovadamente mais resistentes à corrosão, devido as grades PowerFrame®.

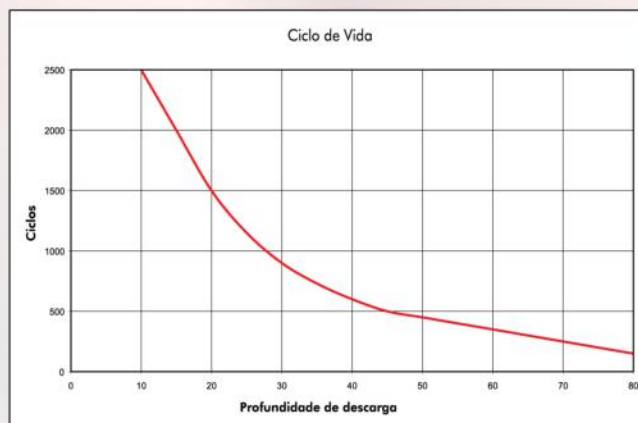
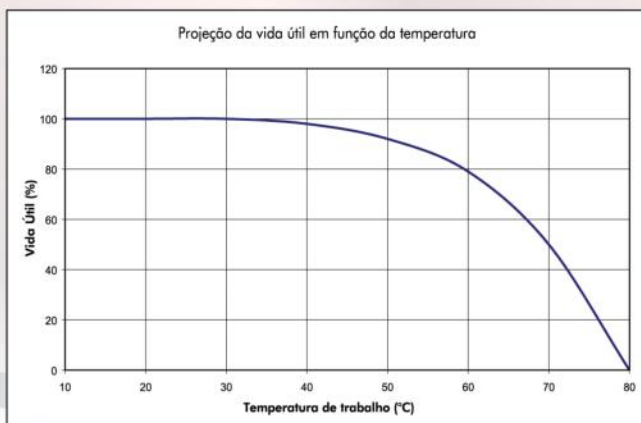
**MAIS ENERGIA E CAPACIDADE DE CICLAGEM:**  
PowerFrame® melhora a condutividade elétrica e capacidade de ciclagem porque o processo de fabricação resulta em um desenho otimizado e grades com material altamente homogêneo.

**RESPEITO AO MEIO AMBIENTE:**  
Além de melhorar a performance da bateria, a tecnologia de grades PowerFrame® é ecológica porque reduz em até 20% o uso de recursos naturais como energia elétrica.



## Vida Útil

As baterias Estacionárias Freedom® foram projetadas para uma vida útil superior a 4 anos (a uma temperatura de 25°C e profundidade de descarga de 20%).



# FREEDOM®

## Aplicações

Este manual destina-se às aplicações em:  
Ups / No-Break, Pabx, Centrais Telefônicas, Sinalização,  
Iluminação de Emergência, Energia Solar, Energia Eólica,  
Monitoramento Remoto, Alarmes, Vigilância Eletrônica, Subestações  
Elétricas, Telecomunicações e outras.

## Características

As características de construção das baterias Estacionárias Freedom® são:

### TAMPA\*

Tampa selada com sistema de labirinto, com grande superfície interna, permite que gotículas de eletrólito originadas na carga sejam condensadas em sua superfície e retorne às respectivas células, evitando escape de eletrólito para o exterior.

### FILTRO ANTICHAMA\*

Pastilhas em material poroso que permitem o escape de gases para fora da bateria e impedem a penetração de chamas para o seu interior, que pode causar explosão.

### GRADES

Com exclusiva tecnologia PowerFrame®. Mais energia e capacidade de reciclagem porque são produzidas com precisão e material altamente homogêneo.

### ELETRÓLITO FLUIDO

Diferentemente das baterias VRLA, as baterias Freedom® têm eletrólito em forma fluida, que permite melhor dissipação térmica da bateria, conferindo vantagens em relação às baterias VRLA, que são mais sensíveis à variação de temperatura.

### SOLDA INTERCELULAR

Conexão entre elementos com área de solda 36% maior que as baterias do mercado. Permite melhor condução de corrente e melhor eficiência elétrica da bateria em processo de carga e descarga.

### SEPARADOR

Separador de polietileno microporoso de alta resistência mecânica, menor resistência elétrica, maior resistência às ações químicas do ácido, aumentando significativamente a vida útil da bateria.

### INDICADOR DE TESTE (charge eye)\*

Permite imediata visualização das condições da bateria para teste, orientando seu diagnóstico:

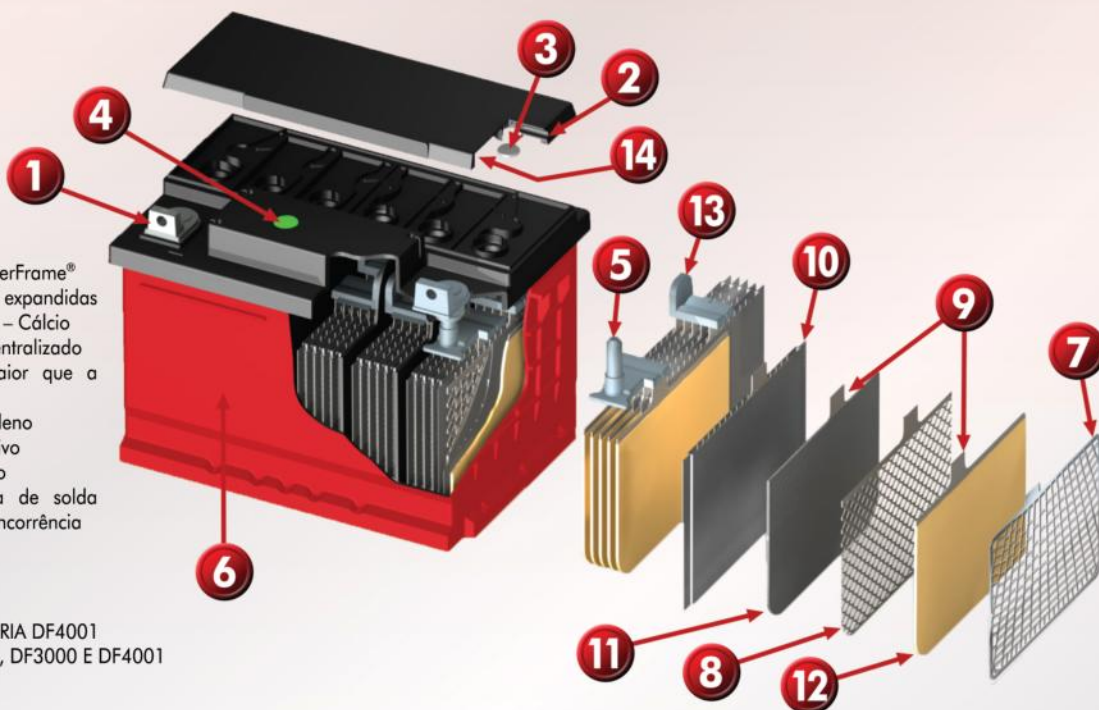
- Indicação verde: a bateria está carregada e pode ser submetida a teste;
- Indicação escura: a bateria está descarregada e deve ser recarregada;
- Indicação clara: nível do eletrólito está baixo, esta bateria não deve ser submetida a teste e recarga, pode ter sido danificada pelo sistema de carga, exposta à temperatura elevada por um longo período de tempo ou por dano que ocasionou vazamento; a bateria deve ser substituída.

### TIPOS DE TERMINAIS

- DF300, DF500, DF700, DF1000, DF2500, DF3000, DF4001: Terminal "L", de chumbo;
- DF1500 e DF2000: rosqueados, de aço inoxidável (rosca de 3/8" 16 unc).

As baterias Estacionárias Freedom® são produzidas em fábrica certificada ISO9002, ISO14000, ISOTS16949 e Certificação na Resolução Anatel nº 379 - Homologação 1216-07-3962.

1. Terminal tipo "L"
2. Respiro
3. Filtro Antichama
4. Indicador de Teste
5. Poste Reforçado
6. Caixa Polipropileno Vermelha
7. Grades Positivas PowerFrame®
8. Grades Negativas expandidas em Liga de Chumbo - Cálcio
9. Terminal da placa centralizado com área 36% maior que a concorrência\*\*
10. Separador em Polietileno
11. Material Ativo Negativo
12. Material Ativo Positivo
13. Conexão com área de solda 36% maior que a concorrência
14. Labirinto SMS II



\* NÃO SE APLICA A BATERIA DF4001

\*\* EXCETO PARA DF2500, DF3000 E DF4001

# FREEDOM®

**Linha  
Completa**



DF4001



DF2500



DF3000



DF1000



DF1500



DF2000



DF300



DF500



DF700

Distribuidor Autorizado



BATERIA ESTACIONÁRIA  
**FREEDOM**<sup>®</sup>

Produzido por:  
**Johnson Controls - Divisão de Baterias**  
Av. Independência, 2757 - Bairro Éden - Sorocaba - SP - CEP 18087-101  
SAC: 0800 16 16 44

[www.freedomestacionaria.com.br](http://www.freedomestacionaria.com.br)

**ANEXO E – CATÁLOGO DO MÓDULO UTILIZADO NO ESTUDO DE CASO 2**



\*Black frame product can be provided upon request.

## SUPERPOWER CS6K-290 | 295 | 300 | 305MS

Canadian Solar's new SuperPower modules with Mono-PERC cells significantly improve efficiency and reliability. The innovative technology offers superior low irradiance performance in the morning, in the evening and on cloudy days, increasing the energy output of the module and the overall yield of the solar system.



linear power output warranty



product warranty on materials and workmanship

### KEY FEATURES



11 % more power than conventional modules



Excellent performance at low irradiance of up to: 97.5 %



High PTC rating of up to: 91.90 %



Improved energy production due to low temperature coefficients



IP68 junction box for long-term weather endurance



Heavy snow load up to 6000 Pa, wind load up to 4000 Pa \*

### MANAGEMENT SYSTEM CERTIFICATES\*

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

### PRODUCT CERTIFICATES\*

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



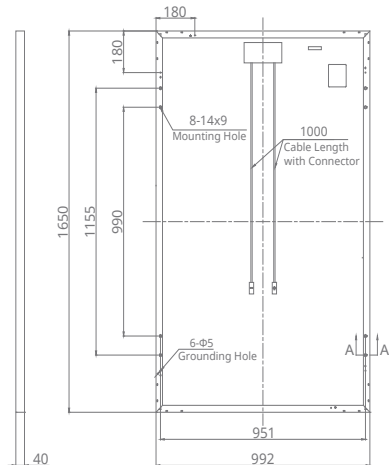
\* Please contact your local Canadian Solar sales representative for the specific product certificates applicable in your market.

**CANADIAN SOLAR INC.** is committed to providing high quality solar products, solar system solutions and services to customers around the world. As a leading PV project developer and manufacturer of solar modules with over 21 GW deployed around the world since 2001, Canadian Solar Inc. (NASDAQ: CSIQ) is one of the most bankable solar companies worldwide.

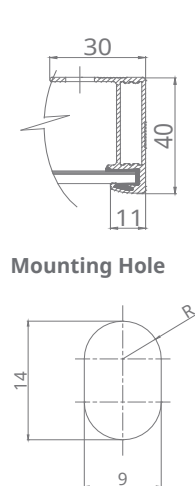
\*For detail information, please refer to Installation Manual.

## ENGINEERING DRAWING (mm)

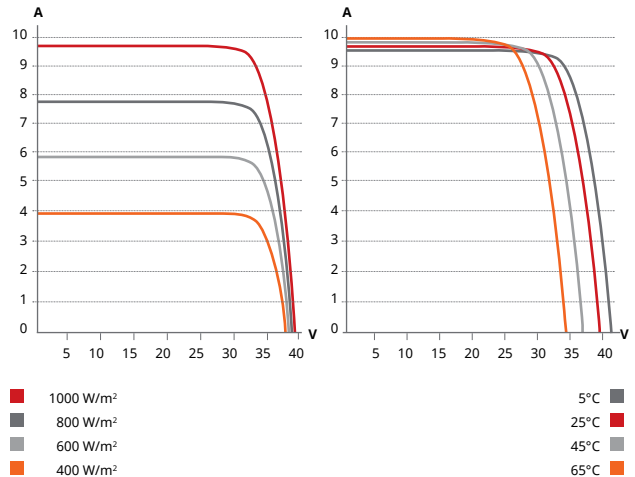
### Rear View



### Frame Cross Section A-A



## CS6K-295MS / I-V CURVES



## ELECTRICAL DATA | STC\*

CS6K	290MS	295MS	300MS	305MS
Nominal Max. Power (Pmax)	290 W	295 W	300 W	305 W
Opt. Operating Voltage (Vmp)	32.1 V	32.3 V	32.5 V	32.7 V
Opt. Operating Current (Imp)	9.05 A	9.14 A	9.24 A	9.33 A
Open Circuit Voltage (Voc)	39.3 V	39.5 V	39.7 V	39.9 V
Short Circuit Current (Isc)	9.67 A	9.75 A	9.83 A	9.91 A
Module Efficiency	17.72%	18.02%	18.33%	18.63%
Operating Temperature	-40°C ~ +85°C			
Max. System Voltage	1000 V (IEC) or 1000 V (UL)			
Module Fire Performance	TYPE 1 (UL 1703) or CLASS C (IEC 61730)			
Max. Series Fuse Rating	15 A			
Application Classification	Class A			
Power Tolerance	0 ~ + 5 W			

\* Under Standard Test Conditions (STC) of irradiance of 1000 W/m<sup>2</sup>, spectrum AM 1.5 and cell temperature of 25°C.

## ELECTRICAL DATA | NMOT\*

CS6K	290MS	295MS	300MS	305MS
Nominal Max. Power (Pmax)	215 W	218 W	222 W	226 W
Opt. Operating Voltage (Vmp)	29.7 V	29.8 V	30.0 V	30.2 V
Opt. Operating Current (Imp)	7.24 A	7.32 A	7.40 A	7.48 A
Open Circuit Voltage (Voc)	36.8 V	37.0 V	37.2 V	37.4 V
Short Circuit Current (Isc)	7.81 A	7.87 A	7.93 A	8.00 A

\* Under Nominal Module Operating Temperature (NMOT), irradiance of 800 W/m<sup>2</sup>, spectrum AM 1.5, ambient temperature 20°C, wind speed 1 m/s.

## PERFORMANCE AT LOW IRRADIANCE

Excellent performance at low irradiance, with an average relative efficiency of 97.5 % for irradiances between 200 W/m<sup>2</sup> and 1000 W/m<sup>2</sup> (AM 1.5, 25°C).

The aforesaid datasheet only provides the general information on Canadian Solar products and, due to the on-going innovation and improvement, please always contact your local Canadian Solar sales representative for the updated information on specifications, key features and certification requirements of Canadian Solar products in your region.

Please be kindly advised that PV modules should be handled and installed by qualified people who have professional skills and please carefully read the safety and installation instructions before using our PV modules.

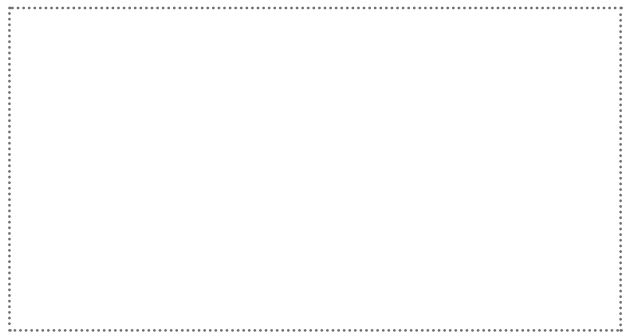
## MECHANICAL DATA

Specification	Data
Cell Type	Mono-crystalline, 6 inch
Cell Arrangement	60 (6×10)
Dimensions	1650×992×40 mm (65.0×39.1×1.57 in)
Weight	18.2 kg (40.1 lbs)
Front Cover	3.2 mm tempered glass
Frame Material	Anodized aluminium alloy
J-Box	IP68, 3 diodes
Cable	4.0 mm <sup>2</sup> (IEC), 12 AWG (UL), 1000 mm (39.4 in)
Connector	T4 series
Per Pallet	27 pieces, 538 kg (1186.1 lbs)
Per Container (40' HQ)	756 pieces

## TEMPERATURE CHARACTERISTICS

Specification	Data
Temperature Coefficient (Pmax)	-0.39 % / °C
Temperature Coefficient (Voc)	-0.29 % / °C
Temperature Coefficient (Isc)	0.05 % / °C
Nominal Module Operating Temperature (NMOT)	42 ± 2 °C

## PARTNER SECTION



**ANEXO F – CATÁLOGO DO CONTROLADOR DE CARGA UTILIZADO NO  
ESTUDO DE CASO 2**



# Conext MPPT 60 150 solar charge controller

## MPPT multi-stage charging, better battery life

The Conext™ MPPT 60 150 is a photovoltaic (PV) charge controller that tracks the maximum power point of a PV array to deliver the maximum available current for charging batteries. When charging, the MPPT 60 150 regulates battery voltage and output current based on the amount of energy available from the PV array and state-of-charge of the battery.

### Why choose Conext MPPT 60 150?



#### True bankability

- Warranty from a trusted partner with over 177 years of experience
- World leader in industrial power drives, UPS and electrical distribution
- Strong service infrastructure worldwide to support your global needs



#### Higher return on investment

- Maximum Power Point Tracking (MPPT) algorithm continually seeks the maximum power available from the PV array
- Improve battery life with selectable multi-stage temperature compensated charging
- Five-year standard warranty



#### Flexible

- Stand-alone application or full integration with Conext XW and Conext SW inverter charger system
- Compatible with any brand of PV Module
- Available remote monitoring and configuration



#### Easy to install

- Configurable auxiliary output
- LCD screen with face plate buttons for configuration and system monitoring
- Integrated PV ground fault protection for negative grounded arrays



### Product applications



Backup power



Residential grid-tie solar with backup power



off-grid solar



Community electrification



Self-consumption

<b>Device short name</b>	<b>MPPT 60 150</b>
<b>Electrical specifications</b>	
Nominal battery voltage	12, 24, 36, 48, 60 V
Battery voltage operating range	0 Vdc to 80 Vdc
Max. PV array voltage (operating)	140 V
Max. PV array open circuit voltage	150 V including temperature correction factor
Max. array short-circuit current	60 A (48 A @ STC)
Max. charge current	60 A (for all battery voltages except 60 V)
Max. and min. wire size in conduit	#6 AWG to #14 AWG (10 to 2.5 mm <sup>2</sup> )
Max. output power	3500 W
Charger regulation method	Three-stage (bulk, absorption, float) plus manual equalization Two-stage (bulk, absorption) plus manual equalization
Supported battery types	Flooded, GEL, AGM, Custom
<b>Efficiency</b>	
Max. power conversion efficiency	93% (nominal 12 V), 96% (nominal 24 V), 97% (nominal 36 V), 98% (nominal 48 V), 99% (nominal 60 V)
<b>General specifications</b>	
Power consumption, night time	2.5 W
Battery temperature sensor	Included
Auxiliary output	5 - 13 V, up to 200 mA
Enclosure material	Indoor, ventilated, sheet metal chassis with 2.2 cm and 2.8 cm (7/8 in and 1 in) knockouts and aluminium heat-sink
IP degree of protection	IP20
Product weight	4.8 kg (10.8 lb)
Shipping weight	8.0 kg (17.6 lb)
Product dimensions (H x W x D)	36.8 x 14.6 x 13.8 cm (14.5 x 5.8 x 5.5 in)
Shipping dimensions (H x W x D)	48.3 x 22.9 x 35 cm (19.0 x 9.0 x 9.8 in)
Device mounting	Vertical wall mount
Ambient air temperature for operation	-20°C to 45°C (-4°F to 113°F)
Storage temperature range	-40°C to 85°C (-40°F to 185°F) full power, power derating above 45°C
Operating altitude	Sea level to 2000 m (6562 ft)
System network and remote monitoring	Available
Warranty	Five-year standard
Part number	865-1030-1
<b>Features</b>	
Display type	LCD, 2 lines 16 digits
<b>Regulatory approval</b>	
Safety	CSA Certified (UL1741, CSA 107.1) and CE Marked for the Low Voltage Directive (EN50178)
EMC	FCC and Industry Canada (Class B), CE Marked for the EMC Directive (EN61000-6-1, -6-3), C-Tick compliant

Specifications are subject to change without notice.

**Conext MPPT 60 150 solar charge controller works with the following Schneider Electric products**



**Conext XW inverter/charger**  
 XW 5548 NA Product no. 865-5548-01  
 XW 6848 NA Product no. 865-6848-01  
 XW 7048 E Product no. 865-7048-61  
 XW 8548 E Product no. 865-8548-61



**Conext SW inverter/charger**  
 SW 2524 120 Product no. 865-2524  
 SW 4024 120 Product no. 865-3524  
 SW 2524 230 Product no. 865-2524-61  
 SW 4024 230 Product no. 865-3524-61



**Conext System Control Panel (SCP)**  
 Product no. 865-1050-01



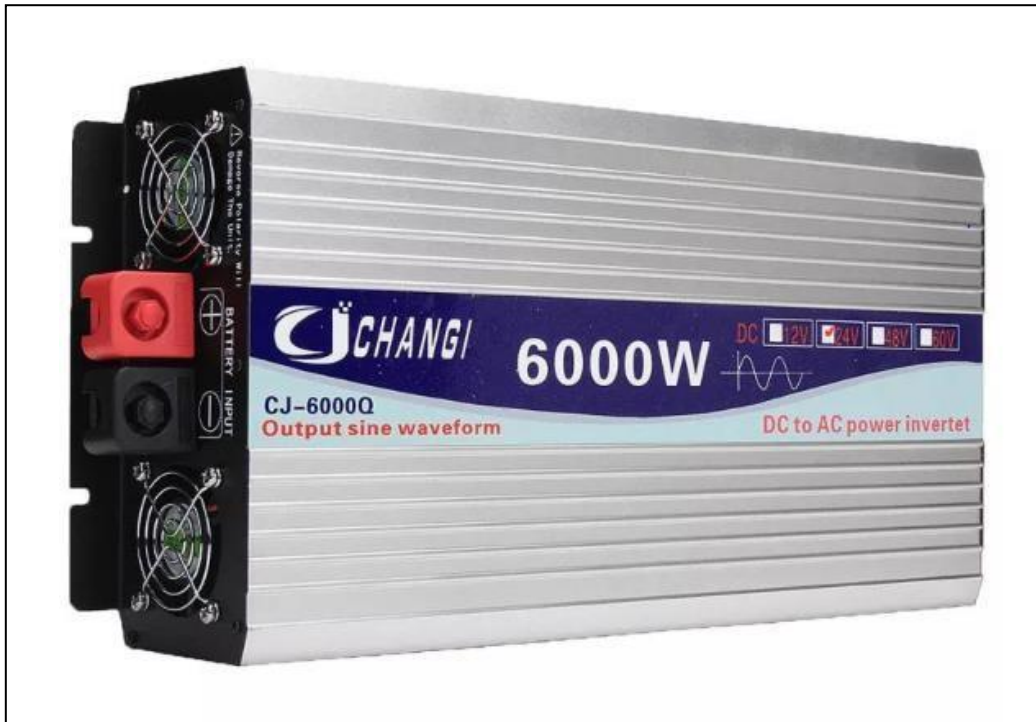
**Conext Automatic Generator Start (AGS)**  
 Product no. 865-1060-01



**Conext Combox Communication device**  
 Product no. 865-1058

**ANEXO G – CATÁLOGO DO INVERSOR UTILIZADO NO ESTUDO DE CASO 2**

Inversor de Onda Senoidal Pura Solar Inteligente 12 V / 24 V Para 127 V 3000 W / 4000 W / 5000 W / 6000 W Conversor de Energia - 24V 6000W



Embalado incluído:

- 1 x inversor
- 1 x manual do usuário
- 1 x cabo de bateria ultra-grosso  
(Cabo de bateria ultra-grosso de 2 x 6000W)

Especificações:

Tipo: inversor solar

Forma de onda da tensão de saída: onda senoidal pura

Potência de pico: 3000W / 4000W / 5000W / 6000W

Voltagem de saída: 127V

Tensão de entrada: 12V / 24V

Frequência de saída: 60Hz

Proteção de baixa tensão: 9.5 v / 20 v

Proteção de alta pressão: 16v / 30v

Taxa de conversão: 93% ou mais

Tamanho: (3000W) / 35 \* 15 \* 7CM (4000W) / 38 \* 32 \* 8.5CM (5000W) / 42 \* 22 \* 10cm (6000W)

Características:

Placa de circuito de alta precisão.

-Construídas em chip de controle inteligente.

-Cor Tela LCD integração.

-Ventiladores de refrigeração duplos para prolongar a vida útil do inversor.

- Terminal de parafuso Plugue plugável, fácil de substituir o cabo.

Soquete universal de três furos, compatibilidade forte, a maioria dos aparelhos são adequados.

-Pode exibir a capacidade restante da bateria, tensão de entrada, tensão de saída e potência de carga.

-Onda senoidal purafiltro inteligente, sem interferência no elétrico, para proteger aparelhos elétricos.

- Até 93% de taxa de conversão, reduza a perda de conversão de 30%, aumente 30% de energia contínua.

-Usando Chip STM tecnologia, alta confiabilidade, resistência sísmica, solda taxa de defeito comum é baixa, reduzindo a interferência de bateria e frequência de rádio.

-Alumínio-liga de magnésio shell, peso leve, boa condutividade térmica, pode reduzir rapidamente a temperatura dos componentes, trabalho longas horas não são afetadas.

-Five proteção inteligente, proteção contra sobrecarga, proteção de alta tensão, proteção de baixa tensão, proteção de temperatura excessiva, proteção contra curto-circuito.

- Ventilador de controle de temperatura inteligente, faça o inversor mais quieto. Quando a temperatura  $\leq 45$  °C, o ventilador pára de funcionar, quando a temperatura  $\geq 45$  °C, o ventilador começou a funcionar.

-Dispositivo de lembrete de campanha. Uma vez que qualquer proteção do inversor é acionada, o inversor imediatamente desconecta a fonte de alimentação e a carga entra em um modo de proteção e lembra as pessoas através de um lembrete de campanha.



**ANEXO H – TABELA DE CABOS PARA INSTALAÇÕES DE ENERGIA SOLAR  
FOTOVOLTAICA DOS DOIS ESTUDOS DE CASOS**



# Cabos para instalações de energia solar fotovoltaica

PARA UMA ENERGIA LIMPA



# Soluções inovadoras em fios e cabos elétricos.

Somos um dos maiores fabricantes mundiais de fios e cabos, com mais de 170 anos de história de progresso contínuo em nível global e mais de 40 anos no Brasil. Atendemos nossos clientes através de uma rede de fábricas localizadas em mercados estratégicos, além de escritórios de vendas e centros de distribuição ao redor do globo.

Fabricamos fios e cabos de cobre, alumínio e fibras ópticas da mais alta qualidade oferecendo soluções para os segmentos de Construção, Infraestrutura, Transmissão e Distribuição de Energia, Indústria, Aplicações Especiais e Energias Renováveis .

Contamos com uma ampla gama de produtos para inúmeras aplicações e com uma experiência ímpar em pesquisa e desenvolvimento, cujo objetivo é manter e expandir a nossa liderança em tecnologia e inovação a fim de oferecer soluções para as sempre dinâmicas necessidades dos nossos clientes, desenvolvendo novos materiais, lançando novos produtos e criando novas soluções.

Os nossos produtos, marcas e tecnologias criam um perfil único que, combinado com a nossa experiência em engenharia, vendas, distribuição, logística e atendimento, fazem da General Cable um parceiro forte e importante para a expansão dos nossos clientes.

**A General Cable oferece toda a força e respaldo de uma grande companhia que, aliados à nossa equipe de colaboradores, com a sua agilidade e dedicação, responde com soluções sob medida para cada cliente.**

Para mais informações visite [www.generalcablebrasil.com](http://www.generalcablebrasil.com)

# EXZHELLENT<sup>®</sup> SOLAR

## 1.8 kV CC

### APLICAÇÃO:

Os cabos ExZHellent<sup>®</sup> Solar foram desenhados para resistir às exigentes condições ambientais que se encontram em qualquer tipo de instalação fotovoltaica, seja em plantas fotovoltaicas ou instalações prediais.

O ExZHellent<sup>®</sup> Solar garante máxima eficiência na transmissão da energia produzida durante toda a vida da sua instalação.

### CONSTRUÇÃO:

#### 1. Condutor:

Cobre estanhado flexível, encordoamento de classe 5.

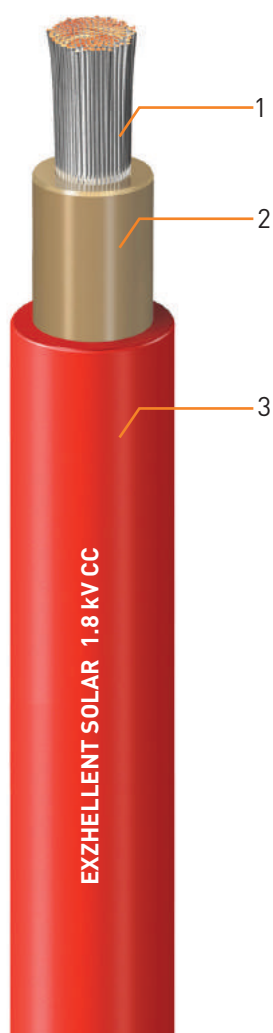
#### 2. Isolação:

Elastômero termofixo livre de halogênios.

#### 3. Cobertura:

Elastômero termofixo livre de halogênios.

Cores disponíveis: vermelho, preto e verde/amarelo.



### NORMAS:

TÜV 2 Pfg 1169/08.2007

EN 50618

Projeto ABNT NBR 20.03-036

### TENSÃO:

1.8 kV CC

### CARACTERÍSTICAS:



# EXZHELLENT<sup>®</sup> SOLAR

## 1.8 kV CC

### CARACTERÍSTICAS FÍSICAS E ELÉTRICAS:

Seção Nominal mm <sup>2</sup>	Cor da Cobertura	Diâmetro Externo Nominal mm	Peso Aproximado kg/km	Raio Mín. de Curvatura mm	Resistência Elétrica C.C. Máx. do Condutor a 20 °C Ω/km	Ampacidade (1) A	Queda de Tensão (2) em C.C. V/A/km
1,5	■ ■ ■ ■ ■	5,4	35	22	13,7	25	38,17
2,5	■ ■ ■ ■ ■	5,9	45	24	8,21	34	22,87
4	■ ■ ■ ■ ■	6,6	60	26	5,09	45	14,18
6	■ ■ ■ ■ ■	7,4	80	30	3,39	57	9,445
10	■ ■ ■ ■ ■	8,8	120	35	1,95	79	5,433
16	■ ■ ■ ■ ■	10,1	180	40	1,24	105	3,455
25	■ ■ ■ ■ ■	12,5	300	50	0,795	140	2,215
35	■ ■ ■ ■ ■	14,0	395	56	0,565	174	1,574
50	■ ■ ■ ■ ■	16,3	555	65	0,393	219	1,095
70	■ ■ ■ ■ ■	18,7	790	75	0,277	273	0,7717
95	■ ■ ■ ■ ■	20,8	1.030	83	0,210	328	0,5851
120	■ ■ ■ ■ ■	23,0	1.250	92	0,164	385	0,4569
150	■ ■ ■ ■ ■	25,7	1.550	129	0,132	443	0,3678
185	■ ■ ■ ■ ■	28,7	1.910	144	0,108	506	0,3009
240	■ ■ ■ ■ ■	32,3	2.450	162	0,0817	606	0,2276
300	■ ■ ■ ■ ■	35,6	3.050	178	0,0654	700	0,1822
400	■ ■ ■ ■ ■	40,6	4.050	203	0,0495	842	0,1379

(1) Dois cabos encostados um ao outro, na horizontal, ao ar livre, temperatura ambiente de 60 °C, temperatura no condutor de 120 °C.

(2) Na temperatura de operação de 120 °C.

