

UNIVERSIDADE FEDERAL DE UBERLÂNDIA
FACULDADE DE ENGENHARIA ELÉTRICA

HEITOR MONTE DUARTE

ESTUDO DE CASO DE DUAS USINAS FOTOVOLTAICAS COM TIPOS
DIFERENTES DE INVERSORES

UBERLÂNDIA

2019

HEITOR MONTE DUARTE

ESTUDO DE CASO DE DUAS USINAS FOTOVOLTAICAS COM TIPOS
DIFERENTES DE INVERSORES

Monografia apresentada como requisito parcial à obtenção do título de Engenheiro, Curso de Engenharia Elétrica, Faculdade de Engenharia Elétrica (FEELT), Universidade Federal de Uberlândia (UFU).

Orientador: Luciano Coutinho Gomes

UBERLÂNDIA

2019

HEITOR MONTE DUARTE

ESTUDO DE CASO DE DUAS USINAS FOTOVOLTAICAS COM TIPOS
DIFERENTES DE INVERSORES

Trabalho de Conclusão de Curso, apresentado ao curso de Engenharia Elétrica, da Faculdade de Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Uberlândia, como item obrigatório parcial ao título de bacharel em engenharia elétrica.

Uberlândia, ____ de _____ de _____.

BANCA EXAMINADORA

Luciano Coutinho Gomes (Orientador) UFU

Gustavo Brito de Lima UFU

Adélio José de Moraes UFU

Para meus pais Roberto e Maria Abadia.

AGRADECIMENTOS

Agradeço a meu pai.

Agradeço a minha mãe.

Agradeço a meu orientador.

Agradeço a toda minha família.

Agradeço a todos os meus amigos.

“Seja uma pessoa melhor do que foi ontem.”

RESUMO

O estudo terá como objetivo fazer a análise e comparação de sistemas fotovoltaicos com inversores string e microinversores nos âmbitos de projeto e comercial. Os sistemas fotovoltaicos utilizam painéis solares para converter a energia dos raios solares em energia elétrica. Entretanto, a energia elétrica é gerada em corrente contínua. Necessita-se portanto de transformá-la em corrente alternada, processo que é feito através dos inversores. Existem dois tipos predominantes atualmente no mercado de energia solar. Os sistemas com inversores string e microinversores. Ambos os sistemas apresentam diferenças significativas que podem tornar algum mais vantajoso ou até mesmo inviabilizar dependendo das condições. No estudo, será feita uma análise de caso, comparando dois sistemas instalados em Uberlândia e em estado de operação, um com inversor string e o outro com microinversor. Serão ressaltados no trabalho o ponto de vista do projeto, faixa de potência de utilização, da instalação, detalhes de montagem, da geração, da manutenção, das características de operação, da vida útil, das vantagens específicas de cada modelo e finalmente da viabilidade econômica que justificam a escolha de um em detrimento do outro.

Palavras chave: Geração fotovoltaica, inversores string, microinversores, painéis fotovoltaicos.

ABSTRACT

The study aims to make an analysis and comparison of photovoltaic systems with string inverters and micro-inverters from a commercial point of view. Photovoltaic systems use solar panels to convert solar energy into electrical energy. However, the electric power is generated in direct current. It is necessary to transform alternating current, process that is done through inverters. There are two predominant types currently in the solar energy market. Systems with string inverters and micro-inverters. Both are systems in difference differences that can inviabilize or become some some advantageous, subordinating the conditions. In the study, they compared two systems installed in Uberlândia and in the state of operation, with one reverse chain and the other with micro-inverter. Installation, assembly details, generation, maintenance, operation characteristics, service life, advantages and disadvantages will be included in the design work. specific to each model and finally the economic viability that justify the choice of one over the other.

Keywords: Photovoltaic generation, inverters, micro-inverters, photovoltaic pannels.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1: Capacidade instalada de geração elétrica no Brasil em megawatts. [1]	15
Figura 2: Empreendimentos em operação de energia elétrica no país [2].	16
Figura 3: Exemplo de mapa solarimétricos do Brasil. [6]	18
Figura 4: Movimento de translação terrestre ao redor do sol. [9]	20
Figura 5: Imagem ilustrando o ângulo azimutal. [10]	20
Figura 6: Ilustração dos ângulos de um painel fotovoltaico [10]	21
Figura 7: Esquema de ligação 'on-grid' [12]	22
Figura 8: Esquema de ligação 'off-grid' [12]	23
Figura 9: Gráfico I-V característicos de painéis fotovoltaicos [13]	25
Figura 10: Gráfico P-V característicos de painéis fotovoltaicos [13]	25
Figura 11: Comportamento da curva I-V sobre diferentes irradiações [13]	26
Figura 12: Configuração das células do módulo com diodos by-pass [13]	27
Figura 13: Irradiação diária média mensal em Uberlândia [7]	32
Figura 14: Gráfico com a irradiação diária média por mês [7]	32
Figura 15: Características elétricas do módulo Canadian Solar Inc. CS6K-280M	33
Figura 16: Dimensões do módulo Canadian Solar Inc. CS6K-280M	34
Figura 17: Dados de entrada do inversor Symo 15.0-3 / 220	36
Figura 18: Dados de saída do inversor Symo 15.0-3 / 220	36
Figura 19: Características térmicas do painel Canadian 280M	37
Figura 20: Circuito equivalente do esquema de ligação dos painéis	39
Figura 21: Energia mensal gerada na usina 1 ao longo de 2018. [19]	41
Figura 22: Características de operação do módulo DHP72-330W	45
Figura 23: Dimensões do painel DHP71-330W	46
Figura 24: Dados de entrada e saída do microinversor YC500A	48
Figura 25: Curva P-V do painel DHP72-330	49
Figura 26: Medição efetuada as 7 horas da manhã [20]	51
Figura 27: Medição efetuada as 9 horas da manhã [20]	51
Figura 28: Medição efetuada as 11 horas da manhã [20]	51
Figura 29: Medição efetuada as 13 horas da tarde [20]	52
Figura 30: Medição efetuada as 15 horas da tarde [20]	52
Figura 31: Medição efetuada as 19 horas da noite [20]	52
Figura 32: Geração mensal ao longo de 2018 [20]	53
Figura 33: Geração mensal desde o início do funcionamento da usina. [20]	54

LISTA DE TABELAS

Tabela 1:Tabela com valores referentes a melhor inclinação para os painéis fotovoltaicos.[10]	21
Tabela 2: Consumo de energia do escritório da academia.	31
Tabela 3: Energia total gerada ao longo de 2018.....	41
Tabela 4: Tabela de custos do projeto com inversor string.	43
Tabela 5: Valores utilizados para o calculo do TRS e TRC.....	43
Tabela 6: Consumo de energia do escritório de contabilidade.....	44
Tabela 7: Custos da usina com microinversor.....	55

LISTA DE SIGLAS

UFU – Universidade Federal de Uberlândia

FEELT – Faculdade de Engenharia Elétrica

ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica

CC – Corrente Continua

CA – Corrente alternada

BNDES – Banco Nacional do Desenvolvimento

MPPT- *Maximum Power Point Tracking*

STC- *Standard Test Conditions*

NMOT- *Nominal Module Operation Temperature*

TRS - Tempo de Retorno Simples

TRC - Tempo de Retorno Capitalizado

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO	13
1.1. OBJETIVOS	13
1.2. METODOLOGIA.....	13
1.3. DIFERENÇA PRÁTICA ENTRE INVERSORES STRING E MICROINVERSORES.	13
1.4. PANORAMA DA ENERGIA FOTOVOLTAICA NO BRASIL E MATRIZ ENERGÉTICA BRASILEIRA.....	15
2. CONCEITOS BÁSICOS	18
2.1. IRRADIAÇÃO.....	18
2.2. ORIENTAÇÃO DOS MÓDULOS	19
2.3. SISTEMAS 'ON-GRID' E 'OFF-GRID'	22
2.4. CARACTERÍSTICAS DE OPERAÇÃO DE UM PAINEL FOTOVOLTAICO	23
2.4.1. CARACTERÍSTICAS ELÉTRICAS EM STC	23
2.4.2. CARACTERÍSTICAS ELÉTRICAS EM NMOT	24
2.4.3. GRÁFICOS I-V E P-V.....	24
2.4.4. EFICIÊNCIAS DOS PAINÉIS SOBRE DIFERENTES RADIAÇÕES E O EFEITO DO SOMBREAMENTO.....	26
2.5. IMPORTÂNCIA E FUNCIONAMENTO BÁSICO DOS SISTEMAS MPPT DOS INVERSORES.....	27
2.6. CORREÇÃO DE TEMPERATURA DE OPERAÇÃO DOS PAINÉIS	28
2.7. DIMENSIONAMENTO DOS CABOS CC E CA.....	29
3. PROJETOS	31
3.1. PROJETO ACADEMIA (STRING).....	31
3.1.1. DIMENSIONAMENTO DA USINA.....	31
3.1.2. DIMENSIONAMENTO DO CABEAMENTO	39
3.1.3. ACOMPANHAMENTO DA GERAÇÃO AO LONGO DE 2018.	40
3.1.4. PROJEÇÃO DE RETORNO FINANCEIRO E VIABILIDADE ECONÔMICA.....	42
3.2. PROJETO ESCRITÓRIO DE CONTABILIDADE (MICROINVERSOR).....	44
3.2.1. DIMENSIONAMENTO DA USINA.....	44
3.2.2. DIMENSIONAMENTO DO CABEAMENTO	49
3.2.3. ACOMPANHAMENTO DA GERAÇÃO AO LONGO DE UM DIA	50
3.2.4. GERAÇÃO DE ENERGIA AO LONGO DE 2018	53
3.2.5. PROJEÇÃO DE RETORNO FINANCEIRO E VIABILIDADE ECONÔMICA.....	54
4. CONCLUSÃO E CONSIDERAÇÕES FINAIS	56
REFERÊNCIAS.....	58
ANEXOS	62

1. Introdução

1.1. Objetivos

O trabalho tem como objetivo principal comparar duas usinas fotovoltaicas, uma dimensionada com inversor string e a outra com microinversores, a fim de evidenciar e demonstrar as diferenças entre ambas, de um ponto de vista técnico mas principalmente do ponto de vista comercial e financeiro.

Deseja-se destacar as principais diferenças entre ambos os tipos de sistemas e suas vantagens e desvantagens. Será também comentado sobre os fatores que levam a escolha de um tipo de inversor sobre o outro.

1.2. Metodologia

Para a análise das diferenças na aplicação dos dois tipos de inversores serão comparadas duas usinas já em operação. Ambas as usinas se localizam em Uberlândia, e portanto estão sob o efeito da mesma radiação solar, e tem faixas de potências similares.

As duas usinas foram instaladas no final de 2017 e as duas possuem sistemas de monitoramento de dados. Portanto, serão utilizados os dados reais de geração ao longo de 2018 para a comprovação da eficiência do projeto e da projeção de viabilidade econômica.

1.3. Diferença prática entre inversores string e microinversores.

A principal diferença entre inversores string e os microinversores é que nos inversores string toda a potência é transformada em um único inversor, transformando a potência gerada por vários painéis em apenas um equipamento. Os microinversores transformam a potência individual de cada painel no local da geração. Alguns microinversores possuem a capacidade de gerenciar 2 ou até 4 módulos, mas no geral são muito menores e são instalados atrás dos próprios painéis. Essa diferença de operação muda alguns pontos do projeto e faz muita diferença no momento da venda para a empresa ofertante do serviço e para o cliente.

Os inversores string têm a vantagem de serem mais baratos e sua tecnologia é mais difundida entre os fabricantes. Entretanto, a geração de cada placa depende das outras placas, já que geralmente apenas um sistema MPPT faz o controle de cada string. Isso quer dizer que em um sistema com muitas placas, que podem estar sobre diferentes níveis de irradiação, não garante que estejam todas trabalhando em seu ponto de máxima potência. Os microinversores garantem que cada placa ligadas a eles trabalhem sempre gerando a máxima energia possível. Isso faz muitas vezes com que o uso de microinversores em usinas que tem telhados com diferentes posições e inclinações seja mais vantajoso.

Além disso, os microinversores tem a tensão C.C. inferior, já que não é necessário colocar várias placas em série, como no caso do inversor string, o que muitas vezes resulta em tensões C.C. altas, podendo até mesmo serem superiores a 1000 volts. Isso faz com que sistemas com microinversores sejam mais seguros, pois é mais fácil dimensionar proteção para sistemas de corrente alternada do que sistemas de corrente contínua. Outra vantagem dos microinversores é ser mais fácil a ampliação da usina, já que não é limitada a um inversor central, que possui uma potência máxima, limite de strings e tensão máxima de operação.

Ambos os sistemas permitem o acompanhamento da geração de energia, dependendo apenas do modelo equipamento escolhido. Entretanto, alguns microinversores possibilitam o acompanhamento da energia gerada módulo por módulo, possibilitando ao proprietário da usina identificar com clareza equipamentos com problema ou com necessidade de manutenção. Através do acompanhamento individual, problemas de sombreamento local ou defeitos nos equipamentos podem facilmente ser identificados através do sistema de monitoramento dos microinversores, algo que não acontece com os inversores string.

Outro fator que propicia a utilização dos microinversores é que não é necessário separar um lugar específico para a instalação do inversor central. Em algumas residências não há um local bom para instalar o inversor string, fazendo com que muitos clientes optem pela opção descentralizada. Tudo isso deve ser levando em consideração no momento da escolha do tipo de usina.

1.4. Panorama da energia fotovoltaica no Brasil e matriz energética brasileira.

Segundo o Anuário do panorama da geração brasileira [1], a matriz energética brasileira em 2016 era composta de 27,5% de usinas termelétricas. Entretanto, esse tipo de energia foi uma das que menos cresceu proporcionalmente nesse período, tendo uma elevação de apenas 25,92% entre 2012 e 2016, enquanto a energia solar subiu a capacidade instalada de 2 para 24MW, representando um aumento de 1200%. Entretanto, como visto na figura 1, em valores absolutos a participação da energia solar no Brasil ainda era a menos significativa de todas.

	2012	2013	2014	2015	2016	Δ% (2016/2015)	Part. % (2016)	Total
Total	120.975	126.743	133.913	140.858	150.338	6,7	100	Total
Usinas Hidrelétricas	79.956	81.132	84.095	86.366	91.499	5,9	60,9	Hydropower Plants
Usinas Termelétricas	32.778	36.528	37.827	39.564	41.275	4,3	27,5	Thermoelectric Plants
PCH	4.101	4.620	4.790	4.886	4.941	1,1	3,3	SHP
CGH	236	266	308	358	484	21,9	0,3	CHG
Usinas Nucleares	2.007	1.990	1.990	1.990	1.990	0,0	1,3	Nuclear Power Plants
Usinas Eólicas	1.894	2.202	4.888	7.633	10.124	32,6	6,7	Wind Power Plants
Solar	2	5	15	21	24	11,3	0,0	Solar Power Plants

Fonte: Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) - BIG acessado em 02/01/2017; Balanço Energético Nacional 2017; Elaboração: EPEL

Nota: Inclui autoprodução clássica; Considera-se a parte nacional de Itaipu (6.300 MW até o ano de 2006, 7.000 MW a partir de 2007)

PCH: Pequena Central Hidrelétrica; CGH: Central Geradora Hidrelétrica;

Nuclear: Queda de 17 MW observada em 2013, verificar Aneel - Resolução Autonomativa nº 3.334, de 14 de fevereiro de 2012 que estabeleceram a capacidade instalada da Usina Termonuclear Almirante Álvaro Alberto - Unidade I (Angra II).

Nas Hidrelétricas não incluem-se as do tipo "pumped storages".

Figura 1: Capacidade instalada de geração elétrica no Brasil em megawatts. [1]

Comparando com a capacidade atual de geração do Brasil, fornecida pelo site da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) [2], nota-se que a potência instalada subiu para 2076 MW em 2019, um crescimento muito forte nesses dois anos, representando um aumento de 8600% em relação a 2016. Com os dados atualizados em 04/04/2019, as fontes fotovoltaicas representam 1,27% do total da energia gerada no país, mostrando ainda um grande potencial para expandir ainda mais essa participação. Esse forte crescimento nos últimos anos deveu-se principalmente a regulamentação pela REN 482, que normatizou o acesso a rede elétrica da micro e minigeração distribuída no Brasil.

Empreendimentos em Operação				
Tipo	Quantidade	Potência Outorgada (kW)	Potência Fiscalizada (kW)	%
CGH	699	711.788	711.602	0,43
CGU	1	50	50	0
EOL	607	14.936.189	14.890.293	9,09
PCH	426	5.225.829	5.183.756	3,16
UFV	2.469	2.076.252	2.074.002	1,27
UHE	217	102.529.978	98.581.478	60,17
UTE	3.007	41.963.689	40.405.760	24,66
UTN	2	1.990.000	1.990.000	1,21
Total	7.428	169.433.775	163.836.941	100

Os valores de porcentagem são referentes a Potência Fiscalizada. A Potência Outorgada é igual a considerada no Ato de Outorga. A Potência Fiscalizada é igual a considerada a partir da operação comercial da primeira unidade geradora.

Figura 2: Empreendimentos em operação de energia elétrica no país [2].

Durante muito tempo, justificou-se o baixo investimento em energia solar por ser uma fonte que necessita de uma grande área de instalação para gerar quantias significativas de energia. Entretanto, segundo o livro atlas da Aneel [3]:

Tomando-se como referência um índice médio global de radiação solar no Brasil de 1.800 kWh/m² ao ano, o consumo total de energia elétrica em 1998 (cerca de 300 TWh) e uma eficiência de conversão de 12%, seriam necessários 1.400 km² de coletores solares (0,016% do território nacional); o que corresponde a somente 5% da área alagada por usinas hidrelétricas no Brasil, como ilustrado no próximo capítulo.

A citação mostra que comparado com usinas hidrelétricas, que hoje compõem cerca de 60,9% da matriz energética brasileira, e necessitam de grandes áreas alagadas para a formação das represas, a energia fotovoltaica corresponderia somente a 5% da área utilizada pelas centrais hidrelétricas.

Uma das grandes vantagens da energia fotovoltaica é que ela pode ser gerada e consumida no mesmo ponto, não necessitando de linhas de transmissão e de distribuição, ajudando na melhora da eficiência energética. Entretanto, a eficiência típica de uma usina solar geralmente gira em torno de 10 a 15%, mostrando grande espaço para pesquisas que visam melhorar esse rendimento. Além disso, diferentemente de outras fontes de energia, a energia solar pode ser explorada em praticamente qualquer parte do território nacional, sem a necessidade de haver algum elemento geográfico específico, como rios

ou uma presença constante de ventos, já que a maior parte do território nacional apresenta grande quantidade de insolação solar.

Pensando no grande potencial de geração inexplorado da energia fotovoltaica no Brasil, o Banco Nacional do Desenvolvimento (BNDES) mudou as regras de financiamento de sistemas fotovoltaicos [4], permitindo agora financiamento de até 80% do custo final, ao custo de juros de 4,03% ao ano, juros muito mais baixos que os praticados normalmente no mercado. Isso faz com que as expectativas sobre o mercado de energia solar sejam ainda maiores, e como visto anteriormente, mostra que esse é um dos mercados mais promissores e com mais capacidade de crescimento dentro dos de geração de energia. Tudo isso faz com que o panorama da energia fotovoltaica no Brasil seja extremamente otimista.

2. Conceitos Básicos

2.1. Irradiação

A irradiação solar é a medida usada para quantificar a energia incidente em uma área e a grandeza correspondente é $\left[\frac{W \cdot h}{m^2}\right]$ [5]. Sua medida é de extrema importância no dimensionamento de projetos fotovoltaicos porque estipula o máximo valor teórico que seu sistema poderá gerar de energia por metro quadrado ocupado. Somente sabendo-se a insolação de uma região é possível estimar o número de placas fotovoltaicas que seu sistema necessitará para suprir a demanda do cliente.

A insolação muda ao longo do dia, devido ao movimento do planeta terra e de fenômenos atmosféricos. Com o intuito de se medir a insolação média ao longo de um dia, criou-se os mapas solarimétricos, que indicam qual a radiação média ao longo de um dia $\left(\left[\frac{W \cdot h}{m^2 \cdot dia}\right]\right)$. Através desses mapas, pode-se estimar a insolação diária de uma região para o dimensionamento do número de módulos fotovoltaicos necessários para gerar determinada energia. Um exemplo de mapa solarimétricos pode ser visto na figura 3.

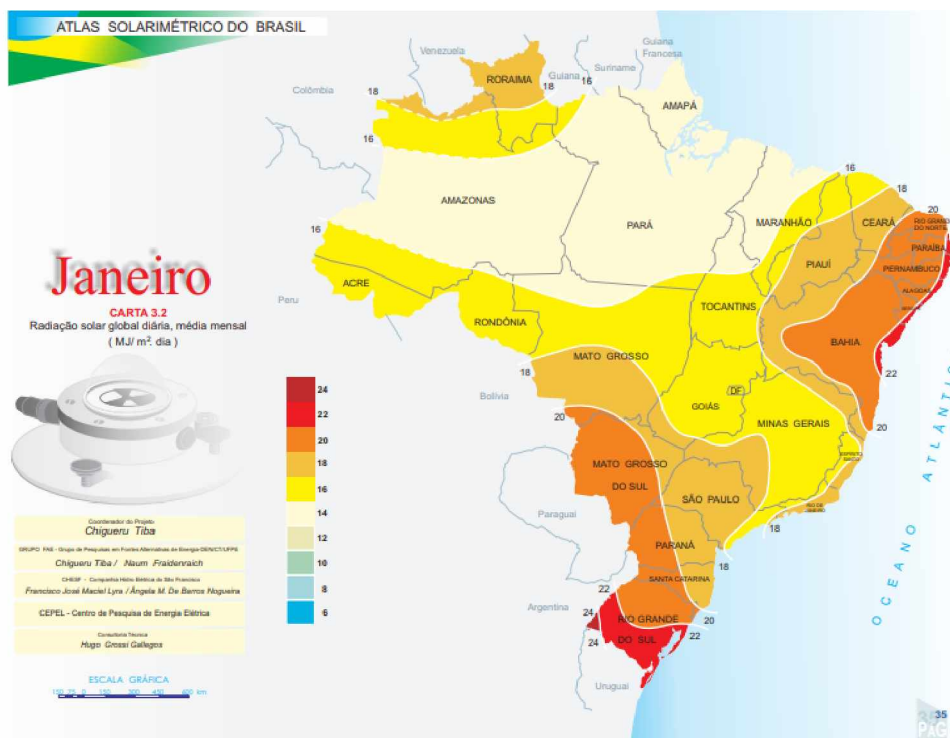


Figura 3: Exemplo de mapa solarimétricos do Brasil. [6]

Para o dimensionamento dos projetos desse trabalho será utilizado um modo mais prático, através do site <http://www.cresesb.cepel.br> [7] que junta informações de centros de pesquisas do Brasil, e fornece a insolação na exata coordenada geográfica solicitada. Com isso, não é necessário utilizar aproximações e os sistemas podem ser dimensionados com mais confiabilidade e exatidão.

2.2. Orientação dos módulos

Como o Sol é muito maior do que a Terra, considera-se os raios solares que chegam ao planeta terra paralelos entre si. Quando atingem a camada de ozônio e entram na atmosfera terrestre, alguns raios são refletidos, voltando para o espaço, e outros são refratados com a mudança de meio. Outros posteriormente são refletidos em nuvens, ou refratados novamente em mudanças de massas de ar. A radiação que chega ao solo com a incidência original é chamada de radiação direta, e a que chega ao solo sofrendo alguma refração é chamada de radiação difusa. Tudo isso faz com que a atmosfera terrestre esteja cheio de raios não paralelos entre si, o que é um problema na escolha do ângulo ótimo de incidência solar. Entretanto, a maior parte dos raios que chega a superfície terrestre é proveniente de radiação direta [8]. Baseando-se nesse fato, deve-se escolher o melhor ângulo para o posicionamento do painel solar fotovoltaico.

Os painéis solares devem ser instalados formando ângulos de 90° com a radiação direta, para que não ocorra nenhuma reflexão nos próprios painéis. Caso os módulos não sejam posicionados perpendicularmente aos raios haverá uma parcela que será refletida para a atmosfera, acarretando em perda de parte da irradiação disponível. Em diferentes partes do planeta os raios solares incidem com uma inclinação diferente, devido a inclinação própria do planeta Terra, como mostrado na figura 4 e devido ao fato da terra ser redonda. Além disso, a Terra translada ao redor do Sol de forma elíptica. Esses são os principais fatores que fazem com que a geração de energia não seja constante ao longo do ano.

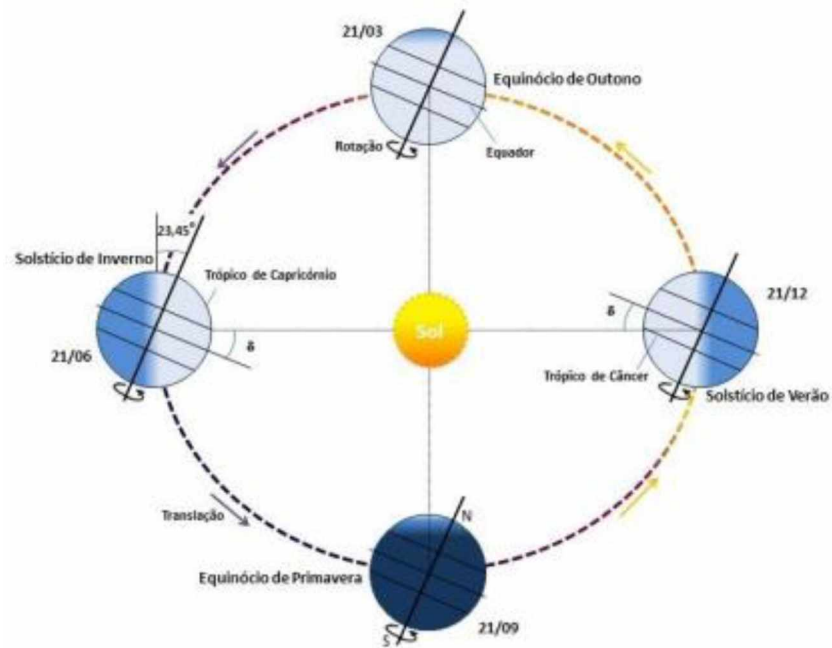


Figura 4: Movimento de translação terrestre ao redor do sol. [9]

O ângulo azimutal é uma forma de medir o ângulo do sol com o Norte geográfico. Esse ângulo influencia a potência máxima gerada ao longo do dia. A maioria das usinas fotovoltaicas não possui um sistema de rastreamento do sol. Então não é possível otimizar ao máximo a potência gerada, já que parte dela será refletida. Assim, em sistemas sem rastreamento do sol, somente é possível otimizar a inclinação da placa.

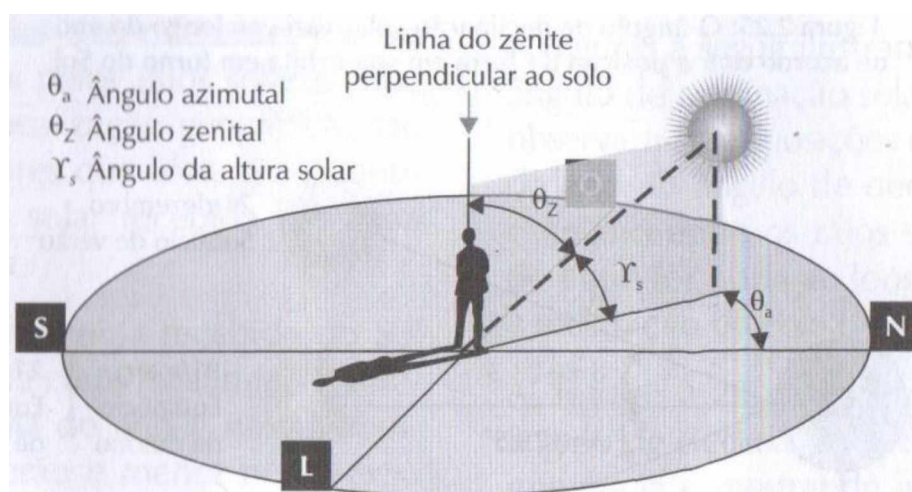


Figura 5: Imagem ilustrando o ângulo azimutal. [10]

Como dito anteriormente, o melhor ângulo de inclinação dos painéis solares visando otimizar a geração de energia é de forma que os raios incidam perpendicularmente com a placa, para que não ocorra reflexão. Como o planeta terra está em constante movimentação em relação ao sol, essa configuração não é possível de se alcançar durante todo o dia. Portanto, é necessário estabelecer um ângulo que leve em consideração a movimentação do Sol em relação as placas. O ângulo de incidência dos raios solares depende da altura do Sol em referência a uma reta perpendicular à face do módulo fotovoltaico. Conforme visto na figura 6 o ângulo para o melhor aproveitamento será quando $\beta=0$, e conseqüentemente, $\gamma_s = \alpha$.

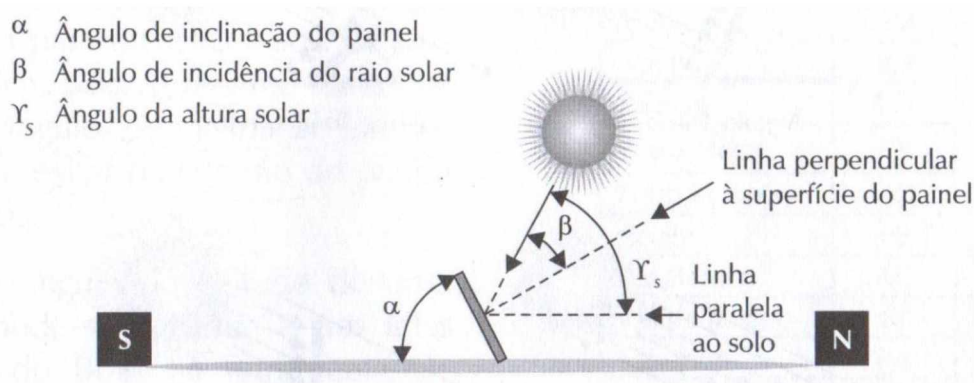


Figura 6: Ilustração dos ângulos de um painel fotovoltaico [10]

O livro 'Energia Solar Fotovoltaica', escrito por Marcelo Gradella Villalva, de projetos de sistemas fotovoltaicos usa como referência para a escolha do ângulo de inclinação do painel (α) a seguinte tabela [10]:

Tabela 1: Tabela com valores referentes a melhor inclinação para os painéis fotovoltaicos. [10]

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

2.3. Sistemas 'on-grid' e 'off-grid'

Os sistemas fotovoltaicos se dividem basicamente em dois tipos de sistemas: os 'on-grid' e os 'off-grid'. A diferença básica entre os dois é que o sistema 'on-grid' é interligado com a rede, e depende dela para o fornecimento de energia quando os módulos não estão gerando energia. Já na ligação 'off-grid' a energia gerada é armazenada em um banco de baterias para ser utilizada posteriormente [11]. Na ligação 'on-grid', visto na figura 7, a energia gerada que não é consumida pelo proprietário passa por wattímetro bidimensional que lança o excedente na rede, contabilizando para o Sistema de Compensação. Assim, nas horas que o sistema não está produzindo a rede fornece energia e o consumidor paga apenas a diferença entre o consumido e o gerado. Caso houver excedente, o proprietário pode abater o crédito nos meses seguintes.

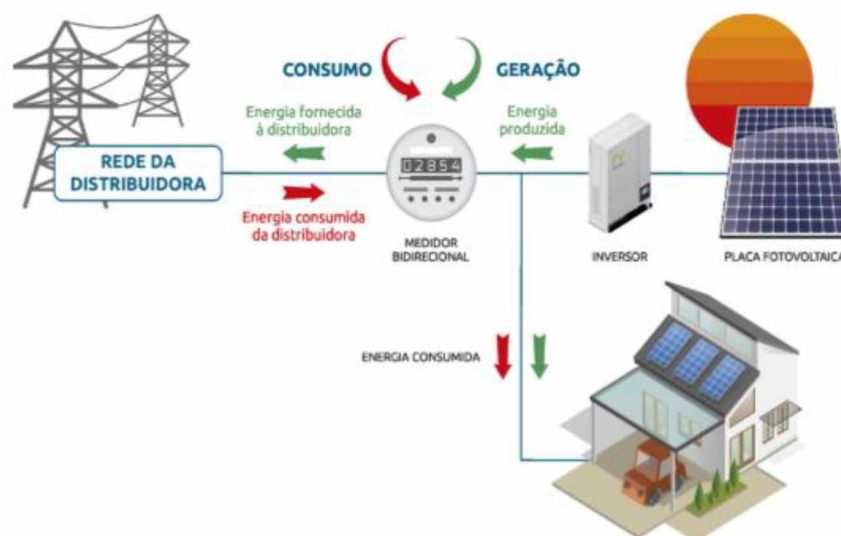


Figura 7: Esquema de ligação 'on-grid' [12].

Para o sistema 'off-grid', visto na figura 8, a energia gerada é armazenada em um banco de baterias, e só depois consumida ou injetada na rede, caso o banco de baterias esteja totalmente carregado. Esse sistema é mais caro, pelo fato de um banco de baterias ainda ser caro, e portanto é normalmente inviável. Sua aplicação geralmente resume-se em sistemas onde a rede é muito ruim ou deseja-se dar mais segurança a rede elétrica da propriedade, como em hospitais ou na zona rural.

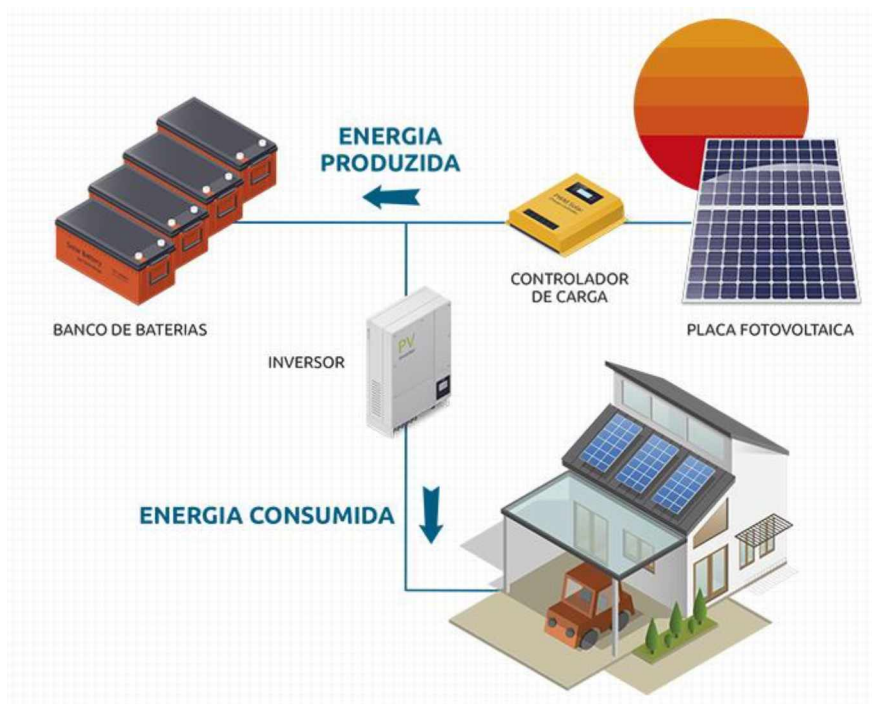


Figura 8: Esquema de ligação 'off-grid' [12].

2.4. Características de operação de um painel fotovoltaico

Os datasheets dos painéis geralmente fornecem informações referentes a duas condições de operações, que eles chamam de STC – *Standard Test Conditions* – e NMOT - *Nominal Module Operating Temperature*. As condições STC referem-se às condições padronizadas de teste do módulo. Todos os fabricantes realizam testes sobre as mesmas condições, que são padronizadas por organismos internacionais, sendo possível comparar diversos painéis sobre os mesmo critérios [10]. Já as informações fornecidas sobre o teste NMOT diz respeito as condições de operação do painel em condições de temperatura ambiente para o qual foram projetados. Geralmente a temperatura ambiente é estimada em 20°C ou 25°C e a temperatura de operação do painel é fornecida, geralmente designada por NMOT.

2.4.1. Características elétricas em STC

As características fornecidas são muito importante, pois são elas que permitem ao projetista comparar diferentes painéis. As características mais importantes são:

a) Tensão de circuito aberto.

A tensão de circuito aberto (V_{oc}) refere-se a tensão entre os terminais do painel quando não circula corrente entre eles. No gráfico $V-I$ é intersecção da curva com o eixo I . É muito importante para o dimensionamento do sistema pois representa a máxima tensão que a placa operará, sendo usado no cálculo do número máximo de módulos conectados ao inversor string.

b) Corrente de curto circuito.

A corrente de curto circuito (I_{sc}) é a corrente elétrica que o módulo irá fornecer quando estiver em curto circuito. É útil para auxiliar no dimensionamento inversor, da proteção e em possíveis outros equipamentos ligados a eles.

c) Tensão e corrente de máxima potência

A tensão de máxima potência (V_{mp}) é o valor da tensão quando fornece a sua máxima potência. Ou seja, é a o valor da tensão no ponto de operação de máxima potência na curva $P-V$. É esse o valor que o MPPT do inversor busca sempre operar. A corrente que o inversor opera quando entrega sua máxima potência é geralmente indicada nos datasheets dos fabricantes por I_{mp} .

2.4.2. Características elétricas em NMOT

Como dito anteriormente, indica as tensões, correntes e potências sobre a temperatura de condição nominal. As condições de operação são especificadas e não são padronizadas entre os fornecedores [10]. Geralmente são fornecidos os mesmos parâmetros do teste padrão STC, ou seja, tensão de circuito aberto, corrente de curto circuito, tensão e corrente de máxima potência e potência de pico.

2.4.3. Gráficos I-V e P-V

Uma célula fotovoltaica é geralmente representada por sua curva $I -V$ (corrente em função da tensão) [13]. A figura 9 mostra a curva típica de um painel recebendo irradiação solar. No topo, quando a tensão é zero, ou seja,

operando sobre um curto circuito, está a corrente de curto circuito (I_{sc}). Essa é a corrente medida por um painel com tensão de saída zero. Na outra extremidade do primeiro quadrante, quando a corrente se torna zero, está a tensão de circuito aberto (*open-circuit voltage*). É a tensão medida entre os terminais quando a corrente para de circular.

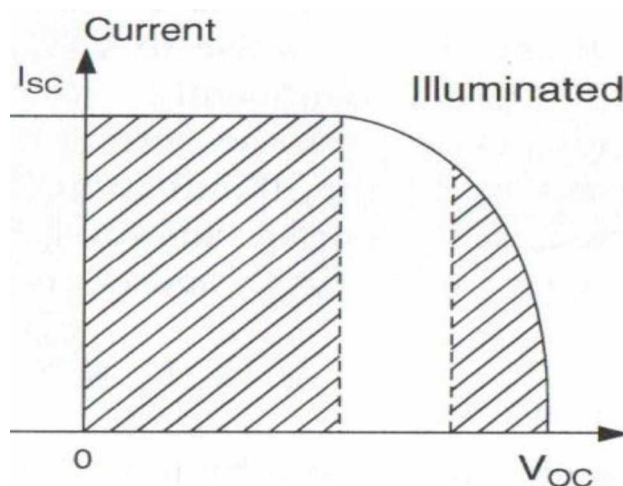


Figura 9: Gráfico I-V característicos de painéis fotovoltaicos [13].

A potência é o produto da tensão e da corrente. A figura 10, mostra as potência de saída pela tensão (P-V). Com isso, o painel não produz energia nos pontos de corrente ou tensão igual a zero. Como o gráfico I -V se comporta como uma constante até certo valor de tensão, o gráfico P-V sobe até o ponto de inflexão, e após começa a cair seu rendimento. Esse ponto é chamado de *ponto de máxima potência*.

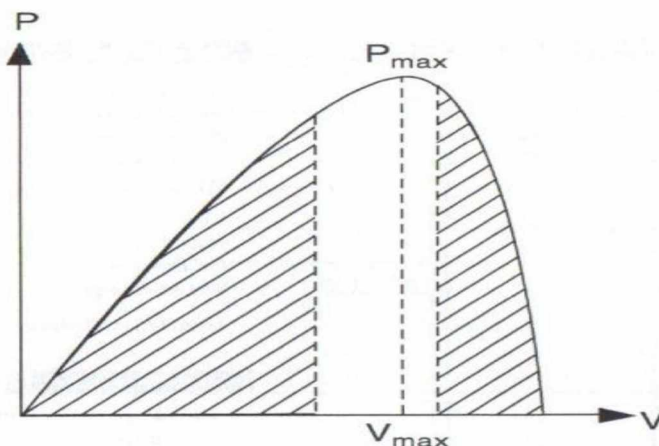


Figura 10: Gráfico P-V característicos de painéis fotovoltaicos [13].

2.4.4. Eficiências dos painéis sobre diferentes radiações e o efeito do sombreamento

Em um dia ensolarado, o módulo recebe uma maior irradiação, ou seja mais energia por metro quadrado. Desde que a potência supere a sua potência nominal de geração, isso faz com que seja possível gerar mais energia. Em dias em que a radiação não é tão grande assim, isso altera sua curva I-V, como visto na figura 11, fazendo com que o painel gere menos energia.

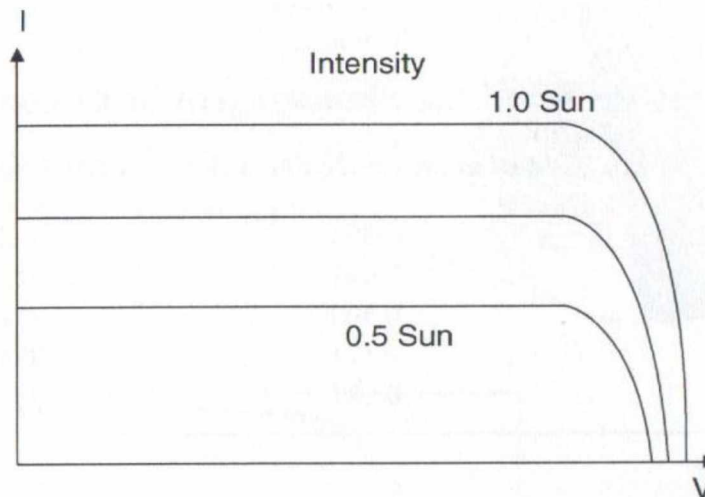


Figura 11: Comportamento da curva I-V sobre diferentes irradiações [13].

Com a queda da radiação a eficiência de conversão do painel se altera. Quando sujeito a menores radiações, a eficiência do painel tende a cair. Painéis modernos de silício monocristalino geralmente apresentam relativamente bons rendimentos, mesmo com radiações baixas, e por isso são muito usados na Europa. O Brasil geralmente apresenta bons níveis de radiações mesmo em dias nublados, garantindo boa geração. Isso faz com que painéis policristalinos sejam mais viáveis porque são mais baratos.

Quando os painéis apresentam sombreamento parcial, ou seja, apenas parte do painel é sujeito a sombra, isso pode restringir a geração de potência. Isso ocorre porque os painéis são uma série de células fotovoltaicas. No momento em que uma delas é sombreada ela se comporta como um circuito aberto, impedindo a geração das demais células. Painéis mais novos contornam esse problema através da ligação de diodos *by-pass* a cada certa

quantidade de módulos. Isso faz com que, mesmo que essas células sejam sombreadas, há um caminho secundário para a corrente circular.

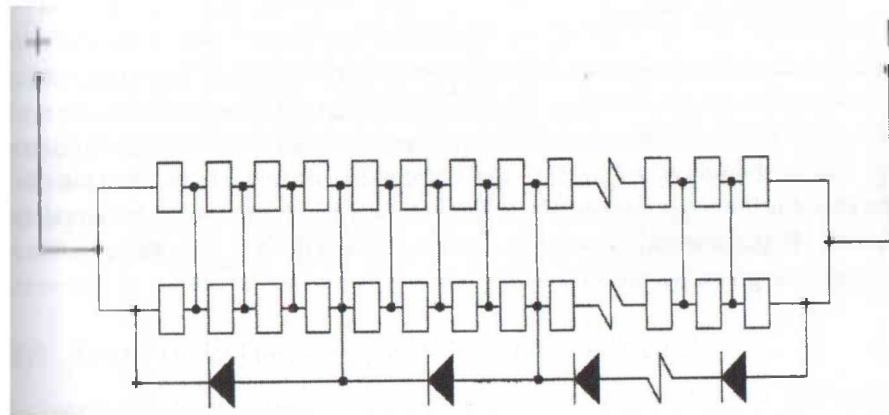


Figura 12: Configuração das células do módulo com diodos by-pass [13].

2.5. Importância e funcionamento básico dos sistemas MPPT dos inversores

Como os painéis estão sujeitos a diversas condições de operações durante o dia, como diferentes irradiações e solicitações de cargas, o painel iria operar em vários pontos de potência durante o dia, acarretando no fato de que ele nem sempre geraria a máxima potência possível. Isso fez com que os fabricantes de inversores desenvolvessem um sistema que controla a tensão de saída, batizado de MPPT (*Max Power Point Tracking*), ou Seguidor de Ponto de Máxima Potência - SPMP. É imprescindível que o inversor tenha um algoritmo bom de seguimento do ponto de máxima potência do arranjo fotovoltaico para maximizar a conversão da energia solar em energia elétrica [14].

MPPT's geralmente são baseados em circuitos conversores para mudarem uma tensão DC na entrada para outra tensão DC na saída [15]. Para essa função, são amplamente utilizados circuitos como o *boost* e o *buck-boost*. São acoplados sensores de corrente na saída alimentando um microcontrolador que varia o tempo de chaveamento do MOSFET para controlar a tensão do painel.

Através de um sistema de controle é possível programar um algoritmo que faça com que o conversor estabeleça o melhor ponto de operação na curva P-V [16].

A eficiência de um sistema MPPT geralmente gira em torno de 95% [17], sendo que muitos fabricantes já indicam em seus inversores rendimentos superiores a 98%. Obviamente, o uso do sistema é muito viável, visto que sem seu uso os painéis produziram energia muito abaixo desses valores.

2.6. Correção de temperatura de operação dos painéis

Os testes dos painéis fotovoltaicos são feitos sobre temperatura ambiente (geralmente padronizadas em 25°) e irradiação de constante e velocidade do ar inferior a 1m/s. A temperatura de operação do nominal do módulo é geralmente designada pelos fabricantes por NMOT(Nominal Module Operating Temperature). Para diferentes valores de temperatura, suas características de operação variam. Portanto, seus dados devem ser corrigidos para a variação de temperatura regional. A correção pode ser feita através da equação 1 [15]:

$$T_c = T_a + \frac{NMOT-25}{0.8} * G \quad (1)$$

Onde T_a é a temperatura do local, NMOT é fornecido pelos fabricantes no datasheet e G o nível de radiação do local, dado em kW/m^2 .

Corrigido a temperatura, é preciso corrigir as condições de operação. A tensão de circuito aberto e tensão de operação são especialmente importantes para o projeto, pois são elas que vão determinar o número máximo e mínimo de módulos possíveis de colocar em uma string [15]. Ambas podem ser corrigidas através das equações 2 e 3:

$$V_{oc}(\max) = V_{oc}(25^{\circ}C) * [1 + (T_{min} - 25) * \left(\frac{\Delta V_{oc}}{\Delta T}\right)] \quad (2)$$

$$V_m(\min) = V_m(25^{\circ}C) * [1 + (T_{max} - 25) * \left(\frac{\Delta V_m}{\Delta T}\right)] \quad (3)$$

Os coeficientes de temperatura também são fornecidos pelo datasheet de cada fabricante.

2.7. Dimensionamento dos cabos CC e CA

Baseando-se na norma europeia IEC 60364-7-70 o cabo de cada string deve suportar 1,25 vezes a corrente de curto-circuito da associação série de módulos fotovoltaicos, na temperatura máxima de operação. O cabeamento também deve ser capaz de suportar faltas e curtos circuitos, o que faz aumentar a tolerância em 10% [18]. Portanto, a corrente I_z suportada pelos cabos é calculada pela equação 4.

$$I_z > 1,35 * I_{max} - string \quad (4)$$

Além disso, é necessário garantir que a queda de tensão no circuito CC esteja entre 1% e 3% [10]. Para isso, adota-se a equação 5 como referência para o cálculo.

$$\Delta V = R * I \quad (5)$$

Aplicando-se o critério de queda de tensão e dividindo ambos os lados pela tensão de máxima potência (V_{mp}), encontra-se :

$$\frac{\Delta V}{V_{mp}} > \frac{R * I}{V_{mp}} \quad (6)$$

$$\Delta V\% > 2 * \rho * \frac{L}{A} * \frac{I}{V_{mp}} \quad (7)$$

Assim, chega-se na seguinte equação:

$$A > 2 * \rho * \frac{L}{\Delta V\%} * \frac{I}{V_{mp}} * 10^6 \quad (8)$$

Onde:

- L é o comprimento dos cabos;
- I é a corrente máxima do circuito, que no caso será adotado I_{sc};
- $\Delta V\%$ é a queda percentual desejada;
- ρ representa a resistividade elétrica do material do cabo, no caso será escolhido o cobre, que possui resistividade de $2,2 \cdot 10^{-8} \Omega \cdot m$, a temperatura de 70°C.

A é a área mínima da secção do fio, e o fator 10^6 é para correção para milímetros quadrados.

3. Projetos

3.1. Projeto Academia (string)

O primeiro projeto foi dimensionado para uma academia situada em Uberlândia, que possui espaço físico para a instalação relativamente limitados e não possuía problemas com sombreamentos e o telhado favorecia a instalação das placas na mesma direção. Isso levou a escolha do uso de um inversor string para a implementação da usina.

3.1.1. Dimensionamento da usina

A conta de luz do proprietário está mostrada na tabela 2:

Tabela 2: Consumo de energia do escritório da academia..

Mês/Ano	Consumo (Kw*h)	Média(Kw*h/dia)	Dias de faturamento
fev/17	4272	147,31	29
jan/17	4135	142,58	29
dez/16	4534	151,13	30
nov/16	4253	137,19	31
out/16	4881	157,45	31
set/16	4177	126,7	33
ago/16	4209	145,13	29
jul/16	3922	135,24	29
jun/16	4066	123,21	33
mai/16	3806	131,24	29
abr/16	4063	123,12	33
mar/16	3528	130,66	27
TOTAL	49846		

É preciso obter a insolação do local de instalação para ser possível estimar o número de placas necessárias para atender a demanda. É possível obter esse dado através do site '<http://www.cresesb.cepel.br/index.php#data>'. Esse é um site que acompanha os dados de irradiação diariamente em todo o Brasil, e fornece a irradiação em diversos pontos. Com a posse das coordenadas do local da instalação da usina é possível estimar o número de painéis necessários para igualar a demanda. É possível obter as exatas

coordenadas através do Google Maps. Para esta usina são (-18.915717, -48.251670).

Para estas coordenadas, o ponto de monitoramento mais próximo do sistema da Cresesb é distante 1,7 quilômetros, o que não influencia significativamente nas medições.

Estação: Uberlândia
Município: Uberlândia, MG - BRASIL
Latitude: 18,901° S
Longitude: 48,249° O
Distância do ponto de ref. (18,915717° S; 48,25167° O): 1,7 km

#	Ângulo	Inclinação	Irradiação solar diária média mensal [kWh/m ² .dia]													
			Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Média	Delta
☑	Plano Horizontal	0° N	5,55	5,85	5,11	5,02	4,51	4,32	4,55	5,47	5,44	5,67	5,59	5,77	5,24	1,53
☑	Ângulo igual a latitude	19° N	5,08	5,59	5,20	5,55	5,38	5,38	5,57	6,32	5,72	5,52	5,17	5,21	5,47	1,24
☑	Maior média anual	20° N	5,04	5,57	5,19	5,56	5,41	5,42	5,62	6,35	5,72	5,50	5,14	5,17	5,47	1,30
☑	Maior mínimo mensal	15° N	5,21	5,68	5,21	5,47	5,23	5,19	5,40	6,18	5,70	5,59	5,29	5,35	5,46	,99

Figura 133: Irradiação diária média mensal em Uberlândia [7].

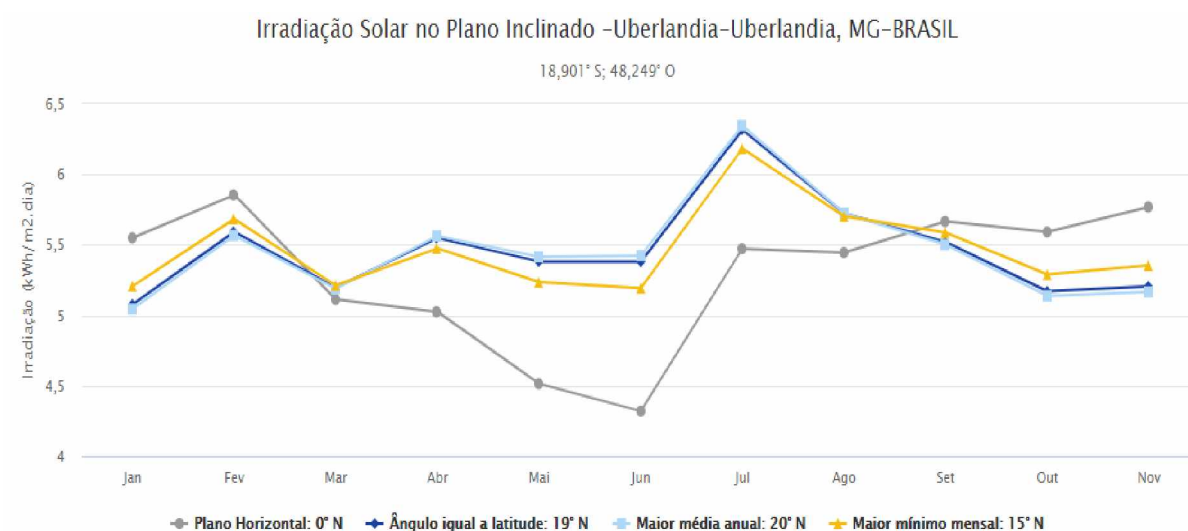


Figura 144: Gráfico com a irradiação diária média por mês [7].

O telhado de instalação é levemente inclinado, o que levaria a irradiação média ser algo entorno do aferido pelo 'ângulo igual a latitude' e o 'plano

horizontal'. Para garantir uma margem de segurança, será utilizado a irradiação média relativa ao plano horizontal, que é igual a $5,24 \text{ kW} * \frac{h}{m^2 * dia}$.

A irradiação por metro quadrado mensal será igual á:

$$I_{mensal} = 5,24 * 30 = 157,2 \left[\frac{\text{kW} * \text{h}}{m^2 * \text{mês}} \right] \quad (9)$$

Uma prévia visita técnica estimou que o máximo de painéis que poderiam ser instalados seriam 60 painéis. Com isso, foi montado uma proposta com 60 módulos Canadian Solar Inc. CS6K-280M, que possui potência de pico de 280W. Assim, a potência de pico instalada da usina seria de 16,8kWp. O painel escolhido possui as seguintes características, retiradas do datasheet, mostrado nas figuras 15 e 16:

ELECTRICAL DATA | STC*

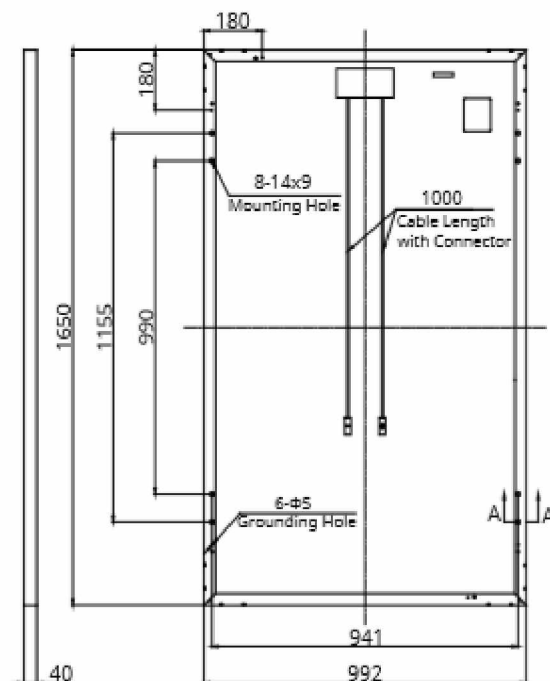
CS6K	275 M	280 M	285 M
Nominal Max. Power (Pmax)	275 W	280 W	285 W
Opt. Operating Voltage (Vmp)	31.3 V	31.5 V	31.7 V
Opt. Operating Current (Imp)	8.80 A	8.89 A	8.98 A
Open Circuit Voltage (Voc)	38.3 V	38.5 V	38.6 V
Short Circuit Current (Isc)	9.31 A	9.43 A	9.51 A
Module Efficiency	16.80 %	17.11 %	17.41 %
Operating Temperature	-40°C ~ +85°C		
Max. System Voltage	1000 V (IEC) or 1000 V (UL)		
Module Fire Performance	TYPE 1 (UL 1703) or CLASS C (IEC 61730)		
Max. Series Fuse Rating	15 A		
Application Classification	Class A		
Power Tolerance	0 ~ + 5 W		

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

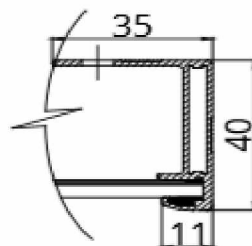
Figura 155: Características elétricas do módulo Canadian Solar Inc. CS6K-280M.

ENGINEERING DRAWING (mm)

Rear View



Frame Cross Section A-A



Mounting Hole

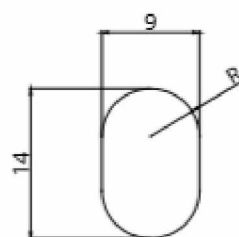


Figura 166: Dimensões do módulo Canadian Solar Inc. CS6K-280M.

Para determinar o quanto um painel poderá gerar ao máximo deve-se multiplicar por sua área e seu rendimento. De acordo com seu datasheet, sua dimensões são 0,992 metros por 1,665 metros, e seu rendimento é estimado em 17,11%, que será arredondado para 17% para dar uma margem de segurança. Sendo assim, cada painel poderá gerar em um mês aproximadamente:

$$E_{\text{painel}} = 157,2 * (0,992 * 1,665) * 0,17 = 44,1397 [kW * h] \quad (10)$$

Para achar a energia total que a usina poderá gerar tem-se que multiplicar pelos 60 painéis solares e considerarmos as perdas adicionais da usina, como no cabeamento e no inversor. Esse rendimento será arredondado

para 0,8 Assim, a usina terá uma geração mensal em média de aproximadamente:

$$E_{mensal} = 44,1397 * 60 * 0,8 = 2118,7 \text{ kW} * h \quad (11)$$

Para a escolha do inversor e o esquema de ligação dos módulos para a usina fotovoltaica leva-se em conta os seguintes critérios:

1. Para os módulos em série soma-se as tensões e a corrente permanece a mesma;
2. Para módulos em paralelo soma-se as correntes e a tensão permanece a mesma;
3. a tensão de circuito aberto do string não pode ultrapassar a tensão máxima permitida na entrada do inversor, especificada no datasheet;
4. A potência de entrada do inversor deve ser superior a potência de pico do sistema.

Para a escolha do inversor foi escolhido a aplicação do inversor string, pois o telhado possuía a mesma orientação para todas as placas e não possuía construções nos arredores da usina que poderiam fazer sombreamento. Além disso, não era planejado nenhuma expansão no sistema, já que a construção da usina já tomava todo o espaço disponível. O sistema tem 16,8kWp, então inversor escolhido foi o *Symo 15.0-3 / 220*, que potência de saída de 15 kVA em 220 volts e suporta uma potência de entrada de até 22,5KW. As imagens 17 e 18 mostram os dados de entrada e saída encontrados no datasheet do inversor:

INPUT DATA	10.0-3 208/240	12.0-3 208/240	10.0-3 480	12.5-3 480	15.0-3 208
Max. permitted PV power	15.00 kW	18.00 kW	15.00 kW	18.75 kW	22.50 kW
Max. usable input current (MPPT 1/MPPT 2)	25.0 A / 16.5 A				50.0 A
Max. usable input current total (MPPT 1 + MPPT 2)	41.5 A				50.0 A
Max. admissible input current (MPPT 1/MPPT 2)	37.5 A / 24.8 A				75.0 A
Max. admissible input current total (MPPT 1 + MPPT 2)	62.2 A	62.2 A	62.2 A	62.2 A	75.0 A (1 MPPT)
Integrated DC string fuse holders <i>Must be specified when ordering</i>	None	None	None	None	Integrated: 6- and 6+
MPP voltage range	300 - 500 V		300 - 800 V	350 - 600 V	325 - 850 V
Operating voltage range	200 - 600 V		200 - 1,000 V		325 - 1,000 V
Max. input voltage	600 V			1,000 V	
Nominal input voltage	208 V	350 V	350 V	N/A	N/A
	240 V	370 V	370 V	N/A	N/A
	480 V	N/A	N/A	675 V	685 V
Admissible conductor size DC	AWG 14 - AWG 6 copper direct, AWG 6 aluminium direct, AWG 4 copper or aluminium with input combiner				
Number of MPPT	2				1

Figura 1717: Dados de entrada do inversor *Symo 15.0-3 / 220*.

OUTPUT DATA	10.0-3 208/240	12.0-3 208/240	10.0-3 480	12.5-3 480	15.0-3 208
Max. output power	208 V	9,995 VA	11,995 VA	N/A	N/A
	240 V	9,995 VA	11,995 VA	N/A	N/A
	480 V	N/A	N/A	9,995 VA	12,495 VA
Max. output fault current / Duration	43.1 A RMS / 158.4 ms	43.1 A RMS / 158.4 ms	43.1 A RMS / 158.4 ms	43.1 A RMS / 158.4 ms	67.7 A RMS / 153.0 ms
Max. continuous output current	208 V	27.7 A	33.3 A	N/A	N/A
	240 V	24.0 A	28.9 A	N/A	N/A
	480 V	N/A	N/A	12.0 A	15.0 A
Recommended OCPD/AC breaker size	208 V	35 A	45 A	N/A	N/A
	240 V	30 A	40 A	N/A	N/A
	480 V	N/A	N/A	15 A	20 A
Max. efficiency	97.0 %				
CEC efficiency	208 V	96.5 %	96.5 %	N/A	N/A
	240 V	96.5 %	96.5 %	N/A	N/A
	480 V	N/A	N/A	96.5 %	97.0 %
Admissible conductor size AC	AWG 14 - AWG 6				
Grid connection	208 / 240 V	208 / 240 V	480 V Delta +N**		208 V
Frequency	60 Hz				
Total harmonic distortion	< 1.75 %				< 3.5%
Power factor	0 - 1 ind./cap.				

Figura 188: Dados de saída do inversor *Symo 15.0-3 / 220*.

A tensão de operação do inversor varia de 325 volts à 1000 volts. Para a determinação do número máximo e mínimo de módulos em cada string, primeiro faremos a correção dos dados do datasheet para a variação de temperaturas estimadas para a região do triângulo mineiro. As temperaturas mínimas e máximas foram estipuladas em 10°C e 38° respectivamente. A radiação para a operação com a menor temperatura será adotada 0, e 1 para a o ponto de operação com temperatura máxima. Segundo o datasheet do painel, a NMOT é igual a 43°C, conforme a imagem 20.

TEMPERATURE CHARACTERISTICS

Specification	Data
Temperature Coefficient (Pmax)	-0.41 % / °C
Temperature Coefficient (Voc)	-0.31 % / °C
Temperature Coefficient (Isc)	0.053 % / °C
Nominal Module Operating Temperature (NMOT)	43±2 °C

Figura 19: Características térmicas do painel Canadian 280M.

Com esses dados e aplicando na equação 1, em cada um dos casos, as temperaturas de operação serão respectivamente:

$$T_{min} = 10 + \frac{43 - 25}{0.8} * 0 = 10^{\circ}\text{C}$$

$$T_{max} = 38 + \frac{43 - 25}{0.8} * 1 = 61^{\circ}\text{C}$$

Assim corrigindo-se as temperaturas de operação, é possível obter as tensões de operação em cada situação. Para descobrir o máximo de módulos por string, é necessário saber o máximo valor que cada modo irá operar. Ou seja, a tensão de circuito aberto corrigida para a máxima temperatura. Substituindo na equação 2 a temperatura máxima encontrada com os valores de coeficientes de temperatura retirados da figura 19, encontra-se:

$$V_{oc}(\max) = 38,5 * \left[1 + (10 - 25) * \left(-\frac{0,31}{100} \right) \right] = 44,15 \text{ Volts}$$

O datasheet desse painel não fornece o valor do coeficiente de temperatura para a tensão de operação. Entretanto, é geralmente valores muito próximos dos coeficientes de temperatura de circuito aberto. Sendo assim, para esse caso, será utilizado em seu lugar. Substituindo na equação 3:

$$V_{m}(\min) = 31,5 * \left[1 + (61 - 25) * \left(-\frac{0,31}{100} \right) \right] = 27,98 \text{ Volts}$$

Portanto, a tensão de circuito aberto do módulo na sua maior temperatura será de 44,15 Volts e a tensão ótima de operação na temperatura mais baixa é de 27,98 Volts. Como a máxima tensão possível para o inversor é de 1000 volts, temos que o maior número possível de painéis em uma string será de:

$$N^{\circ}max = \frac{1000}{44,15} = 22,65 = 22 \text{ módulos}$$

O maior número de painéis será de 22 painéis em série por string. Caso possível, é aconselhável colocar menos painéis por string para dar uma margem de segurança. Além disso, a tensão mínima de operação é de 325. Como a tensão de operação ótima mínima é 27,98 volts, temos que o mínimo possível de painéis será de:

$$N^{\circ}min = \frac{325}{27,98} = 11,61 = 12 \text{ módulos}$$

O número mínimo de módulos para garantir que tensão de operação seja atendida é de 12 módulos. Entretanto, é importante garantir que esse número seja um pouco superior, porque há casos que os módulos trabalham abaixo da tensão ótima. Como são 60 painéis, foi escolhido 3 strings com 20 módulos cada. A corrente ótima de operação é de 8,89. Com essa configuração, a tensão de operação de cada string e a corrente de operação do inversor serão respectivamente:

$$V_{operação} = 31,5 * 20 = 630 \text{ Volts}$$

$$I = 3 * 8,89 = 26,67 \text{ Amperes}$$

A corrente também atende os requisitos do inversor, que tem uma corrente máxima de 50 amperes. O inversor possui 6 entradas DC para conexão, possibilitando a conexão com as 3 strings. Sendo assim, a

configuração escolhida de 3 strings com 20 painéis cumpre todos os requisitos de segurança. A imagem 20 mostra o circuito equivalente:

CIRCUITO ELÉTRICO EQUIVALENTE

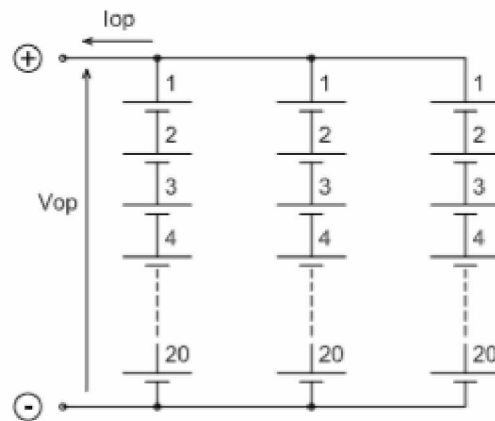


Figura 200: Circuito equivalente do esquema de ligação dos painéis.

3.1.2. Dimensionamento do cabeamento

a) Cabos CC de fileira

Foi estimado que o comprimento dos cabos de cada fileira será de 8 metros, e deseja-se uma queda percentual de 2%. Substituindo os dados do projeto na expressão 8, chega-se a:

$$A > 2 * 2,2 * 10^{-8} * \frac{8}{(0,02)} * \frac{9,43}{31,5} * 10^6 = 5,2688 \text{ mm}^2$$

A área mínima da secção é de $5,2688 \text{ mm}^2$. Para a aplicação foi escolhido um cabo de área de 6 mm^2 .

b) Cabos CA de conexão

São os cabos que ligam o inversor ao barramento C.A. A norma NBR5410 estabelece que os cabos de corrente alternada devem ser dimensionados para uma corrente 25% superior a corrente nominal. A corrente nominal do inversor será:

$$I_n = \frac{P_n}{V_n} = \frac{15000}{220} = 68,18 \text{ Amperes}$$

Os cabos devem ser dimensionados para a seguinte corrente:

$$I_{nz} = 68,18 * 1,25 = 85,23 \text{ Amperes}$$

A inequação 8 também é válida para circuitos de corrente alternada. São necessários 5 metros de cabos para a conexão do inversor ao barramento, e a queda de tensão desejada para garantir boa qualidade da energia foi estimada em 1%, de forma que a área mínima do fio será de:

$$A > 2 * 2,2 * 10^{-8} * \frac{5}{(0,01)} * \frac{85,23}{220} * 10^6 = 8,52 \text{ mm}^2$$

Desse modo, a secção mínima para o cabeamento C.A. é de $8,52 \text{ mm}^2$. Foi adotado um cabeamento de 10 mm^2 para dar uma margem de segurança.

3.1.3. Acompanhamento da geração ao longo de 2018.

O inversor Fronius possui um sistema para o proprietário da usina acompanhar a geração de energia. O inversor capta a geração a cada 15 minutos e salva em sua memória. Os modelos Fronius Symo possuem como opcional comunicação por Wi-fi, Ethernet ou Datalogger, e caso estejam conectados com a rede, enviam para um banco de dados os valores de energia medidos. Assim, é possível acompanhar em tempo real a geração de energia da usina através do site '<https://www.solarweb.com/>' [19]. Para a usina em questão, a energia gerada em 2018 mensalmente é mostrada na figura 21:

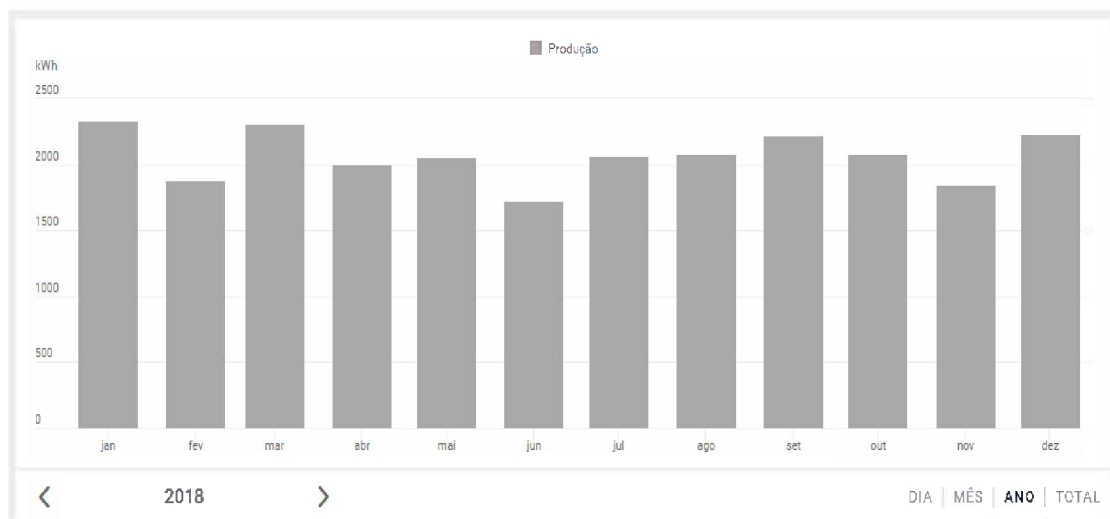


Figura 211: Energia mensal gerada na usina 1 ao longo de 2018. [19]

É possível ver através do gráfico a significativa diferença de geração entre os meses, que como dito anteriormente, são devido ao movimento do planeta Terra. A energia exata gerada mensalmente e o total de energia gerada ao longo de 2018 também podem ser vistos na tabela 3:

Tabela 3: Energia total gerada ao longo de 2018.

Mês/Ano	Energia gerada (kW*h)
jan/18	2338,32
fev/18	1886,1
mar/18	2312,75
abr/18	2002,42
mai/18	2057,35
jun/18	1731,27
jul/18	2064,49
ago/18	2079,26
set/18	2220,11
out/18	2079,27
nov/18	1850,3
dez/18	2231,75
TOTAL	24853,39

Em 2018 foi gerado 24853,39 kWh. Foi calculado anteriormente, que era esperado gerar mensalmente 2118,7kWh. Era esperado gerar aproximadamente:

$$E_{\text{anual}} = E_{\text{mensal}} * 12 = 2.118,7 * 12 = 25.424,4 \text{ kWh}$$

A proporção entre o gerado e o esperado é de:

$$n = \frac{E_{\text{total}}}{E_{\text{anual}}} = \frac{24.853,39}{25.424,4} = 0,9775 = 97,75\%$$

A usina gerou 97,75% do projetado, sendo esse um resultado satisfatório. Essa diferença deve-se principalmente a variações que podem ocorrer de irradiação solar, que podem variar de um ano para outro.

3.1.4. Projeção de retorno financeiro e viabilidade econômica

A usina fotovoltaica é um investimento do proprietário, que visa cortar sua despesa com energia. A usina somente começa a dar lucro depois que a os ganhos com a energia gerada são superiores ao investimento da instalação. O tempo de um investimento é um dos principais critérios que levam alguém a investir, e o tempo em que o investidor tem o seu dinheiro de volta é chamado de tempo de retorno.

A análise financeira será feita das seguintes formas: tempo de retorno simples e tempo de retorno capitalizado com base na geração de um ano acompanhada pela usina. O tempo de retorno simples e o tempo de retorno capitalizado são dados respectivamente por [18]:

$$TRS = \frac{I}{A} \quad (12)$$

$$TRC = -\ln \frac{(1 - \frac{I}{A} * i)}{\ln(1+i)} \quad (13)$$

Onde I é o investimento realizado, A representa a economia gerada em um determinado tempo, e i é a taxa de juros corrente. Para a determinação do investimento financeiro feito para a instalação da usina fotovoltaica, foram levantados os seguintes custos, conforme a tabela 4:

Tabela 4: Custos da usina com inversor string

Custos	Quantidade	Preço (R\$)	Total (R\$)
Painel Fotovoltaico Canadian Solar Inc. CS6K-280M	60	538,47	R\$ 32.308,20
Inversor Symo 15.0-3 / 220	1	29.700	R\$ 29.700,00
Cabeamento	120	3,7	R\$ 444,00
Stringbox	1	450	R\$ 450,00
Mão de obra de instalação	-	700 * kWp	R\$ 11.760,00
Outros custos e margem de lucro	-	16%	R\$ 9.921,31
Total			R\$ 84.583,51

Os módulos CS6K-280M tem preço de R\$ 538,47 para encomendas acima de 27 unidades. Foram estimados que serão necessários 120 metros de cabos para a ligação da usina. O preço da mão de obra foi calculado em 700 reais por quilowatt pico. Assim, o custo total da usina será de R\$ 84.583,51. Para estimar a economia anual que o proprietário da usina terá, utilizaremos como base a tarifa de R\$ 0,8516, de junho de 2018. A economia anual gerada pela usina é de:

$$E_{\text{anual}} = 24.853,39 * 0,8516 = R\$ 22.016,74$$

Os parâmetros expostos que servirão de base para o cálculo do TRS e TRC, foram organizados conforme a Tabela 5.

Tabela 5: Valores utilizados para o cálculo do TRS e TRC.

Energia produzida anualmente	25424,4 kWh
Tarifa Cemig Classe B3	0,85161 R\$/kWh
Economia anual (A)	R\$ 22.016,74
Investimento (I)	R\$ 84.583,51
Taxa de juros (% a.a.)	0,065

Assim, o tempo de retorno simples será:

$$TRS = \frac{I}{A} = \frac{84.583,51}{22.016,74} = 3,84 \text{ anos}$$

A taxa de juros escolhida para o cálculo do TRC foi de 6,5% ao ano, porque deseja-se avaliar qual seria a viabilidade do investimento caso fosse

realizado hoje. Os valor do investimento, que refere-se ao valor dos equipamentos e mão de obra também estão embasados em valores atuais. Sendo assim, o tempo de retorno capitalizado será de:

$$TRC = -\ln \frac{\left(1 - \frac{84.583,51}{22.016,74} * 0,065\right)}{\ln(1 + 0,065)} = 4,56 \text{ anos}$$

Sendo assim, o tempo de retorno capitalizado é de 4,56 anos, o que considerando que as placas têm vida útil de 25 anos, se torna um investimento vantajoso, visto que darão lucro por mais de 20 anos.

3.2. Projeto escritório de contabilidade (microinversor)

A segunda usina foi dimensionada para um escritório de contabilidade, também em Uberlândia. Em uma visita técnica no local, foi constatado que não haveria problema com sombreamento, entretanto, como o telhado era muito recortado e com diferentes inclinações, optou-se pelo uso de microinversores.

3.2.1. Dimensionamento da usina

A tabela 6 mostra o consumo que o cliente forneceu o seguinte para o dimensionamento do sistema:

Tabela 6: Consumo de energia do escritório de contabilidade.

Data/Ano	Consumo (kW*h)
out/16	1364
nov/16	1504
dez/16	1442
jan/17	1380
fev/17	1690
mar/17	1426
abr/17	1674
mai/17	1721
jun/17	1597
jul/17	1411

ago/17	1863
set/17	1659
Demanda Total	18727
Média Mensal	1560,565333

Para esse projeto foi escolhido o módulo DHP72-330W, que gera 330 watts sobre o regime de testes padrão. As características de operação do módulo podem ser visualizadas na figura 22:

Electrical Characteristics (Standard Test Conditions)

Module Type	DHP72-315	DHP72-320	DHP72-325	DHP72-330
Maximum Power(Pmax)	315W	320W	325W	330W
Open-circuit Voltage (Voc)	45.6V	45.8V	45.9V	46.1V
Maximum Power Voltage (Vmp)	36.9V	37.1V	37.2V	37.3V
Short-circuit Current (Isc)	9.00A	9.10A	9.25A	9.38A
Maximum Power Current(Imp)	8.54A	8.63A	8.76A	8.85A
Module Efficiency(%)	16.25%	16.51%	16.77%	17.02%
Power Tolerance		0 ~ +5W		
Temperature Coefficient of Isc		0.05%/C		
Temperature Coefficient of Voc		- 0.32%/C		
Temperature Coefficient of Pmax		- 0.41%/C		
Standard Test Environment	Irradiance 1000w/m ² , Ambient temperature 25 C, Spectrum AM1.5			

Electrical Characteristics (Noct)

Module Type	DHP72-315	DHP72-320	DHP72-325	DHP72-330
Maximum Power(Pmax)	234W	238W	242W	246W
Open-circuit Voltage (Voc)	42.4V	42.5V	42.6V	42.7V
Maximum Power Voltage (Vmp)	34.3V	34.4V	34.5V	34.6V
Short-circuit Current (Isc)	7.25A	7.35A	7.47A	7.57A
Maximum Power Current(Imp)	6.82A	6.92A	7.02A	7.11A
Standard Test Environment	Irradiance 800w/m ² , Ambient temperature 20 C, Spectrum AM1.5, Wind speed 1m/s			

Figura 222: Características de operação do módulo DHP72-330W.

Geralmente locais próximos apresentam a mesma irradiação. Como ambas usinas estão em situadas em Uberlândia será usada a mesma irradiação, de 5,24 kWh/(m² * dia), resultando na mesma irradiação por metro quadrado mensal de 157,2 $\left[\frac{kW \cdot h}{m^2 \cdot mês}\right]$. As dimensões de cada painel são diferentes do antigo projeto, como visto na figura 23:

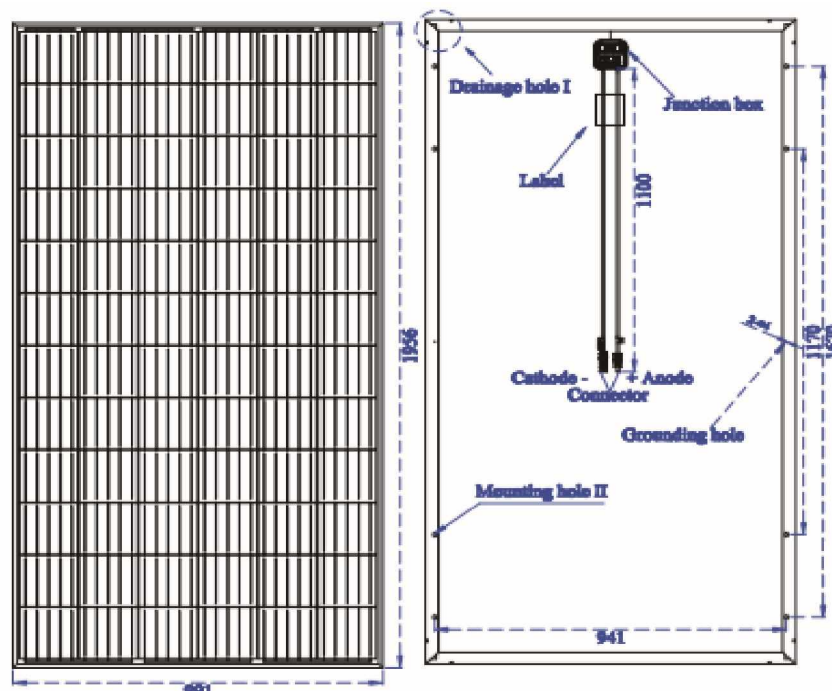


Figura 233: Dimensões do painel DHP71-330W

Para encontrar quanto cada painel irá gerar em um mês, deve-se multiplicar pela sua área e seu rendimento, que segundo o datasheet é de 17,02%, que novamente será arredado para 17%.

$$E_{\text{painel}} = 157,2 * (0,991 * 1,956) * 0,17 = 51,8017 [kW * h]$$

Para achar o número de módulos necessários para atender a demanda do cliente, deve-se considerar ainda que a usina terá outras perdas, que serão estimadas em 80%. É importante observar que essas perdas são referentes a processos como perdas nos cabeamentos, inversores, contatos etc., e não em no processo de conversão de energia do painel. Entretanto, serão reduzidas agora para o dimensionamento do número de painéis necessários para suprir a demanda do cliente.

$$E_{\text{sistema}} = E_{\text{painel}} * 0,8 = 51,8017 * 0,8 = 41,441 [kW * h]$$

Desse modo, o número de módulos necessários para suprir a demanda do cliente será:

$$n^{\circ}módulos = \frac{Emensal}{Esistema} = \frac{1560,56}{41,44} = 37,65 = 38 \text{ módulos}$$

O número mínimo de módulos para atingir a geração desejada é de 38 módulos. No momento da construção da usina, um fornecedor estava oferecendo esses módulos em pacotes com 21 módulos cada com um significativo desconto. Por esse motivo optou-se pela construção de uma usina com 42 módulos. Com esse número de módulos a usina terá 13,86 kWp e será esperado a usina gerar mensalmente:

$$Eusina = Esistema * n^{\circ}módulos = 41,44 * 42 = 1740,48 [kW * h]$$

Com o tamanho da usina dimensionado, é preciso escolher os microinversores. Os critérios para a seleção são:

- Garantir que o MPPT do microinversor opere na mesma faixa de potência ótima da placa, dando flexibilidade para geração sobre várias condições de irradiação;
- A tensão de circuito aberto da placa seja menor que a máxima tensão aceita pelo microinversor;

Portanto, é preciso corrigir a temperatura de operação do módulo para achar a máxima tensão de saída do módulo. Será estipulado a mesma temperatura mínima de operação do primeiro projeto de 10°C. Sendo assim, substituindo os dados na equação 2, encontra-se a tensão máxima que o painel irá operar:

$$Voc(max) = 46,1 * \left[1 + (10 - 25) * \left(-\frac{0,32}{100} \right) \right] = 48,31 \text{ Volts}$$

O microinversor deve suportar uma tensão superior a 48,31 Volts. Além disso, a tensão de máxima potência do painel é de 37,3 Volts. O MPPT do inversor deve portanto ter uma boa amplitude de operação em torno dessa voltagem. De posse desses dados, foi escolhido o microinversor YC500A, da

APsystems. Cada unidade do YC500A conecta-se a 2 módulos, e possui um MPPT individual para cada um, o que garante que cada painel sempre estará operando no seu ponto de máxima potência, desde que a radiação garanta a tensão mínima de operação. As características desse microinversor podem ser vistas na figura 24.

Modelo Regional	Brazil	
	YC500A-BR	YC500A-127-BR
Dados de Entrada (CC)		
Faixa de tensão de MPPT	22V-45V	
Faixa de tensão de Operação	16V-52V	
Máxima tensão de entrada	55V	
Tensão de ligamento	22V	
Máxima corrente de entrada	12A x 2	
Dados de Saída (AC)		
Potência de saída Nominal CA	500W	
Tensão de saída Nominal	220V	127V
Corrente de Saída Nominal	2.27A	3.94V
Faixa de Tensão de Saída Padrão	176V-242V*	101.6V-139.7V*
Faixa de Tensão de Saída Extendida	150V-298V	82V-155V
Saída de Frequência Nominal	60Hz	
Faixa de Frequência de Saída Padrão	57.5Hz-62Hz*	
Faixa de Frequência de Saída Extendida	55.1Hz-64.9Hz	
Fator de Potência	>0.99	
Distorção Harmônica Total	<3%	
Eficiência		
Eficiência Pico	95.5%	95%
Consumo de Energia à Noite	120mW	

Figura 244: Dados de entrada e saída do microinversor YC500A

Como dito anteriormente, é preciso garantir que o MPPT trabalhe dentro da faixa de operação ótima do módulo. A faixa de operação do MPPT do YC500A é de 22 volts a 45 volts. Através da figura 25, pode-se visualizar a curva P-V do módulo DHP71-330W. É possível observar que a faixa de tensão que o módulo entrega uma potência alta está em torno de 30 volts até aproximadamente 43 volts. Conclui-se que o uso desse modelo de microinversor é adequado para o painel escolhido.

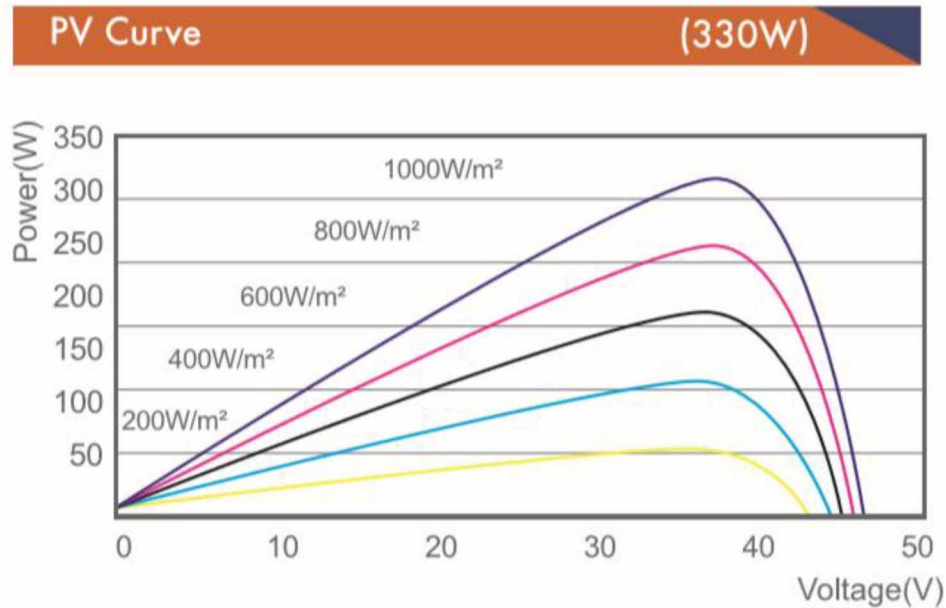


Figura 255: Curva P-V do painel DHP72-330.

3.2.2. Dimensionamento do cabeamento

Com o uso do microinversor, a tensão já é transformada na saída do módulo. Sendo assim, é necessário dimensionar apenas o cabeamento CA que liga o conjunto de módulos ao barramento principal. A configuração escolhida foi a de 3 fileiras com 14 módulos, totalizando 42. O diâmetro do cabeamento de cada fileira será dimensionada para uma corrente 25% superior a corrente nominal. A corrente de máxima potência desse painel é de 8,85 amperes.

$$I_z = 1,25 * 8,85 = 11,06 \text{ Amperes}$$

Foi estimado ser necessário 15 metros de cabos por fileira. Substituindo na inequação 8, conclui-se que área do condutor então deverá ser superior à:

$$A_{fileira} > 2 * 2,2 * 10^{-8} * \frac{15}{(0,01)} * \frac{11,06}{220} * 10^6 = 3,318 \text{ mm}^2$$

O comprimento do cabo que liga as fileiras ao barramento principal foi estimado em 3 metros. Entretanto, a corrente que passa por ele é 3 vezes maior, devido a junção das 3 fileiras. Assim, a secção mínima para esse cabo deve ser:

$$\text{Abarramento} > 2 * 2,2 * 10^{-8} * \frac{3}{(0,01)} * \frac{3 * 11,06}{220} * 10^6 = 1,9908 \text{ mm}^2$$

É importante visualizar que mesmo passando uma corrente maior, sua secção é menor devido ao seu comprimento consideravelmente inferior. Entretanto, por motivos práticos foi adotado cabos de 4mm^2 em todos o circuito.

3.2.3. Acompanhamento da geração ao longo de um dia

Foi adquirido junto com os microinversores o sistema de monitoramento de geração de energia, que permite ao proprietário da usina realizar o acompanhamento em tempo real de cada uma das placas, sendo essa uma das grandes vantagens dos microinversores. Para efeito demonstrativo, foi retirado do sistema online de monitoramento da APsystems, a geração ao longo de um dia, que pode ser feita através do site 'https://apsystemsema.com/ema/index.action?locale=en_US' [20]. O dia em questão foi 25/05/2019. Foram aferidos medições nos horários de 7 horas, 9 horas, 11 horas, 13 horas, 15 horas e 17 horas. Os resultados estão dispostos nas figuras 26 a 31:

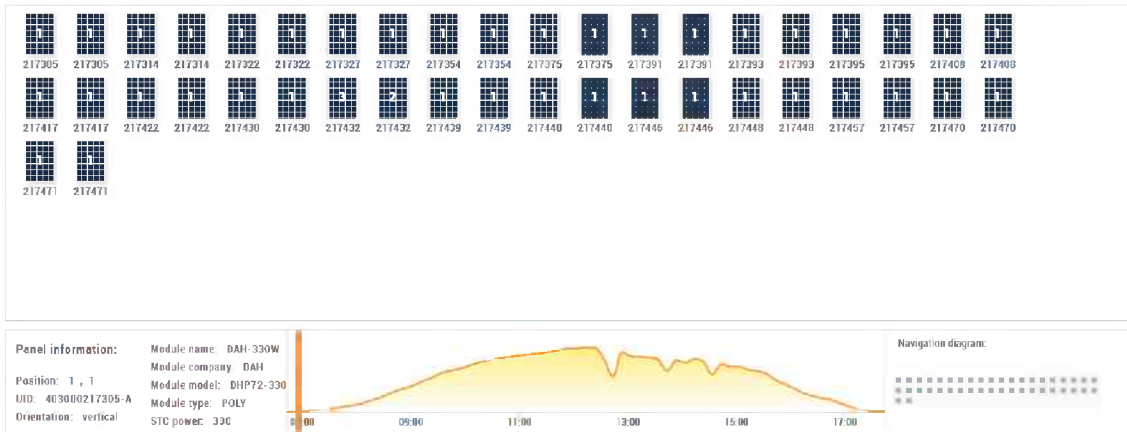


Figura 266: Medição efetuada as 7 horas da manhã [20].



Figura 277: Medição efetuada as 9 horas da manhã [20].

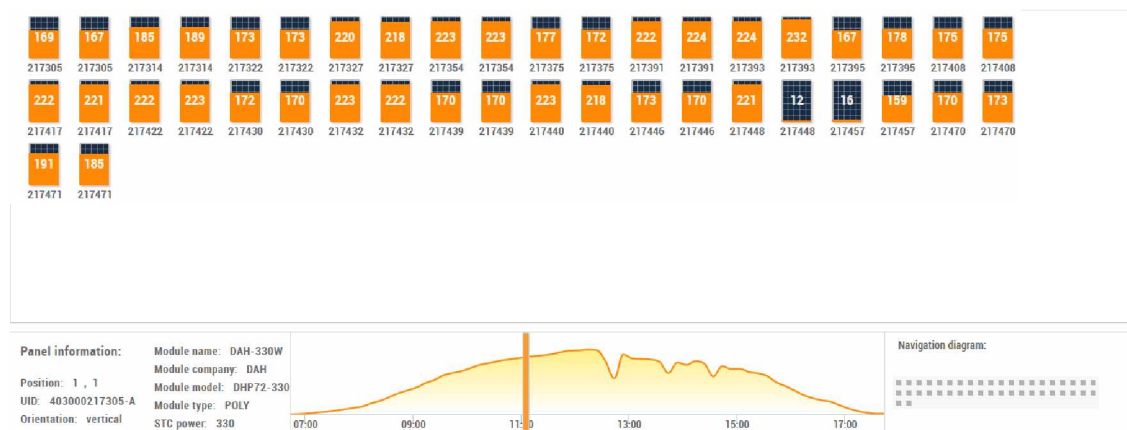


Figura 288: Medição efetuada as 11 horas da manhã [20].

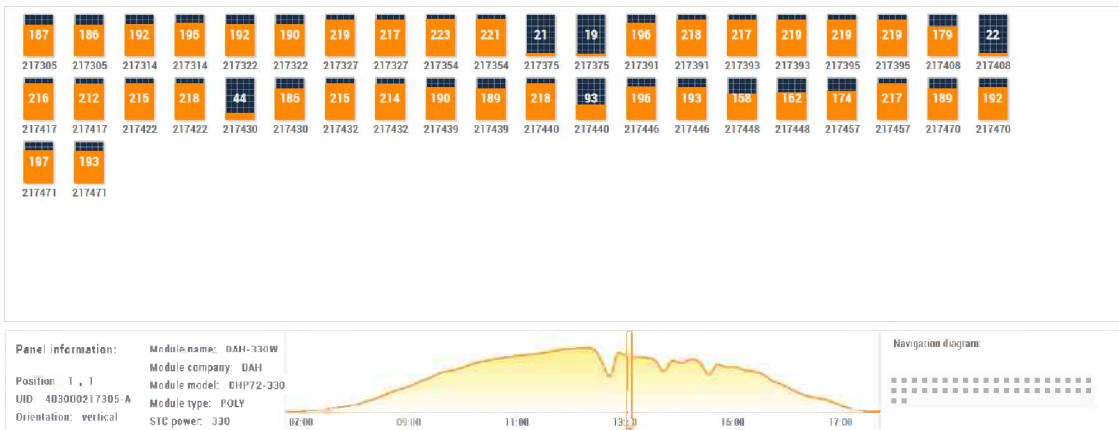


Figura 299: Medição efetuada as 13 horas da tarde [20].

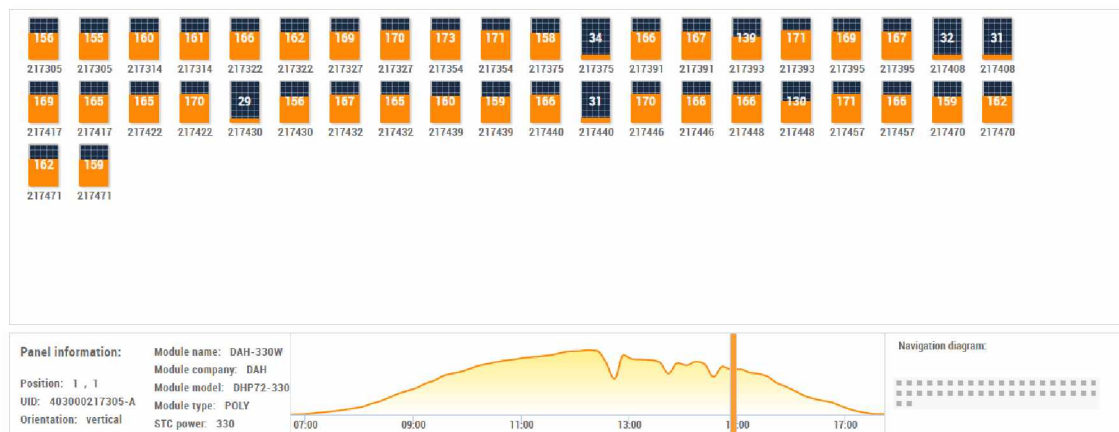


Figura 300: Medição efetuada as 15 horas da tarde [20].

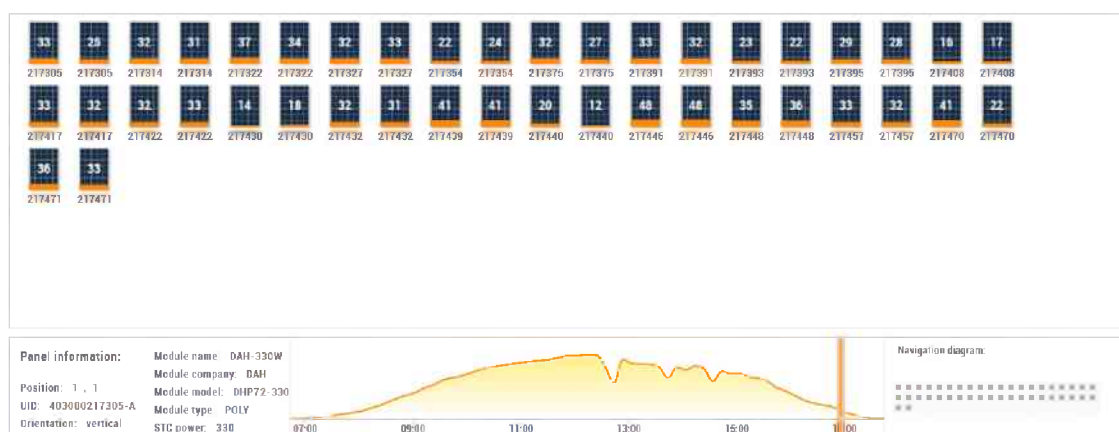


Figura 311: Medição efetuada as 19 horas da noite [20].

É possível observar por meio do gráfico de geração ao longo do dia que a geração começa baixa, devido a baixa irradiação no começo do dia, tem um

pico em torno de meio dia e volta a abaixar. Esse é o principal motivo para qual os inversores em geral não são dimensionados para a potência de pico da usina, já que o tempo em que se opera com a potência de pico da usina é mínimo. É muito mais viável subdimensionar um pouco o inversor, sendo que ele vai trabalhar a maior parte do tempo com uma geração mais baixa, e quando atingir o pico, durante talvez 1 ou 2 horas, ele trabalhe com potência máxima. A diferença nos preços dos inversores de potências nominais diferentes quase sempre garante a viabilidade do menor inversor.

É possível também visualizar claramente nas figuras 27, 28 , 29 , 30 e 31 que a geração de cada placa nem sempre é homogênea. Isso ocorre porque as placas com geração próximas de 0 provavelmente estavam sombreadas, não atingindo a irradiação mínima para garantir a tensão mínima de trabalho do MPPT. Os dados de geração diária ficam salvos no sistema de acompanhamento da APsystems. Caso o operador da usina perceba que as mesmas placas não geram energia por algum tempo consecutivo é recomendável uma visita técnica para verificar o problema. Essa é uma das grandes vantagens dos microinversores, já que em usinas com muitas placas, isso garante muita praticidade e exatidão na manutenção dos módulos fotovoltaicos.

3.2.4. Geração de energia ao longo de 2018

Através do mesmo sistema de acompanhamento da geração diária é possível acompanhar a geração mensal e anual. O gráfico da geração ao longo de 2018 pode ser visto na figura 32 e a geração mensal, desde o início da operação da usina pode ser visto na figura 33.

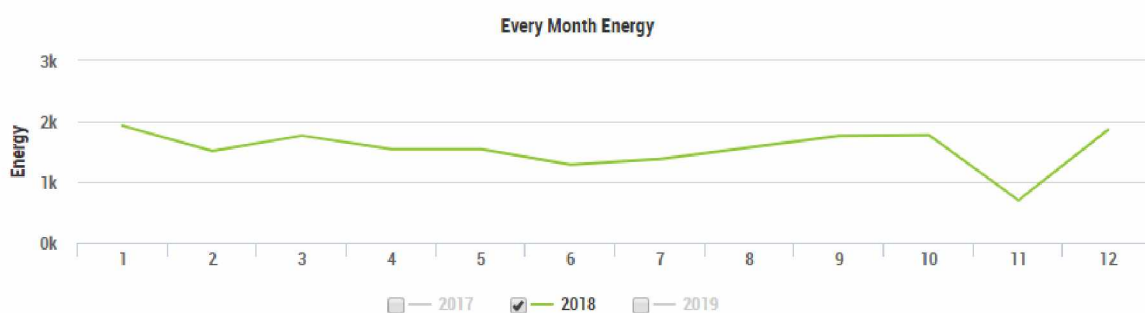


Figura 322: Geração mensal ao longo de 2018 [20].

Month	2017 (kWh)	2018 (kWh)	2019 (kWh)
1	0	1,927.15	1,927.96
2	0	1,509.75	1,576.76
3	0	1,764.5	1,649.61
4	0	1,539.22	1,513.98
5	0	1,543.41	1,384.41
6	0	1,282.94	--
7	0	1,377.75	--
8	0	1,568.54	--
9	0	1,761.3	--
10	0	1,772.9	--
11	8.43	696.91	--
12	1,163.32	1,861.84	--
Total	1,171.75	18,606.21	8,052.72

Figura 333: Geração mensal desde o início do funcionamento da usina. [20]

A geração total de 2018 foi de 18606,21 kWh, garantindo uma média mensal de 1550,51 kWh, um pouco inferior a demanda do cliente, que era de 1560,56 kWh. A geração anual da usina havia sido estimada em 1740,48 kWh por mês, considerando os 42 módulos instalados. Isso representa uma geração 11% menor do que o esperado. É possível ver que o mês de outubro, a geração foi consideravelmente menor do que em outros meses, gerando apenas 696,91. Mesmo que variações sazonais sejam esperadas, houve uma variação desproporcional na geração, podendo ter acontecido algum problema com a usina, desencadeando a baixa produtividade.

3.2.5. Projeção de retorno financeiro e viabilidade econômica

Será usada a mesma abordagem de retorno financeiro dada a primeira usina, calculando o tempo de retorno simples e tempo de retorno capitalizado. O custos do projetos podem ser vistos na tabela 7:

Tabela 7: Custos da usina com microinversor.

Custos	Quantidade	Preço (R\$)	Total (R\$)
Painel Fotovoltaico DHP72-330W	42	R\$ 580,00	R\$ 24.360,00
Microinversor YC500A	21	R\$ 1.190,23	R\$ 24.994,83
Cabeamento	-	-	R\$ 550,00
Mão de obra de instalação	-	700 * kWp	R\$ 9.520,00
Outros custos e margem de lucro	-	16%	R\$ 7.896,77
Total			R\$ 67.321,60

O preço total da usina para o cliente foi de R\$67.321,60 reais. O sistema de monitoramento já está incluso no preço dos microinversores. Para calcular os tempos de retorno é necessário calcular a economia anual gerada. A taxa de energia por kWh é a mesma do primeiro projeto.

$$E_{anual} = 18606,21 * 0,8516 = R\$ 15.845,05$$

Considerando a mesma taxa de juros de 6,5% ao ano, o tempo de retorno simples e tempo de retorno capitalizado serão respectivamente:

$$TRS = \frac{I}{A} = \frac{67.321,60}{15.845,05} = 4,21 \text{ anos}$$

$$TRC = -\ln \frac{\left(1 - \frac{67.321,60}{15.845,05} * 0,065\right)}{\ln(1 + 0,065)} = 5,13 \text{ anos}$$

4. Conclusão e considerações finais

Dois fatores principais movem o investimento em uma usina fotovoltaica: a possibilidade de financiamento e a segurança de retorno do capital investido. Muitos bancos como o SICCOOB, BNDES, Bradesco, Santander e Banco do Brasil oferecem linhas de crédito próprias para o financiamento de usinas fotovoltaicas. Apesar da burocracia, tem-se conseguido acesso a esse crédito, impulsionando as vendas. Da perspectiva do investidor, quando se tem acesso a esse crédito, apenas substitui-se a conta de energia pelo pagamento do financiamento, sendo que após amortizado o empréstimo, geralmente em prazos semelhantes ao tempo de retorno da usina, toda a energia gerada posteriormente se torna lucro.

Outros pontos muito relevantes para a determinação do investimento são o tempo e a garantia de retorno. Tempos de retorno entre 3 e 4 anos são considerados normais no mercado. Devido ao fato de uma usina fotovoltaica ser um investimento muito seguro, que depois de instalada, dificilmente dará algum tipo de prejuízo, é considerado um bom investimento.

Praticamente todos os módulos fotovoltaicos e inversores tem garantia de fábrica de 15 anos e vida útil de 25 anos, fazendo que o proprietário da usina tenha energia disponível por muito tempo, garantindo o abatimento de uma de suas despesas por muito tempo, independente das variações do mercado de energia. Muitos clientes optam pelo investimento em uma usina fotovoltaica não só pelo tempo do retorno, mas pela garantia do retorno. São clientes que já possuem algum negócio, e buscam cortar um custo fixo, que é muito alto em vários segmentos do mercado.

A análise não levou em consideração a projeção do crescimento dos preços das tarifas de energia. Nos últimos anos, principalmente pelo fato de cada vez mais serem necessário o funcionamento das termelétricas para suprir os horários de pico, o preço da energia subiu muito. Caso for considerado o crescimento do preço da energia, que é superior a inflação, o tempo de retorno das usinas fotovoltaicas cairá ainda mais.

É importante ressaltar que o tempo de retorno calculado apenas leva em consideração a tarifa da energia sem aplicações de bandeiras. Quase todos os anos, entra em operação alguma bandeira, elevando o custo da energia, e

consequentemente, aumentando a economia de gastos e diminuindo o tempo de retorno. Não foram feitos cálculos considerando as elevações das tarifas de energia, porém, considerando o histórico brasileiro é de se esperar que em pelo menos 4 meses do ano entre em operação alguma das bandeiras [21]. Em 2018, operaram sobre bandeira amarela os meses de novembro e maio, e sobre bandeira vermelha os meses de junho, julho, agosto, setembro e outubro.

É possível observar que a usina com inversor string apresentou um tempo de retorno menor. As usinas com esse tipo de inversor geralmente são mais baratas. Em ambos os casos analisados, a potência de pico instalada já é um valor significativo, demandando um número médio de painéis. Isso possibilita a negociação dos valores componentes das usinas, podendo baratear muito os custos. No momento da venda da segunda usina, a empresa conseguiu negociar com o fornecedor o preço dos microinversores para viabilizar sua implementação juntamente com as placas que estavam em promoção. Isso fez com que o preço da usina caísse consideravelmente, e melhorando muito o tempo de retorno. Caso contrário, era possível que os preços de mercado dos microinversores inviabilizassem sua implementação.

Como dito anteriormente, mesmo com o tempo de retorno um pouco superior, as usinas com microinversores apresentam tamanhas vantagens que muitos clientes acabam optando por essa opção, como foi o caso do escritório de contabilidade estudado.

Pode-se concluir do trabalho que no momento da elaboração de um projeto e uma proposta de usina para um cliente residencial ou comercial, é necessário levar em consideração não apenas o tempo de retorno, mas também as necessidades do cliente, e a disponibilidade do local de instalação.

REFERÊNCIAS

- [1] ANEEL. **Anuário de Estatística de Energia Elétrica 2017**. Brasília: [s. n.], 2017-. *E-book*.
- [2] - ANEEL. **Geração Distribuída - Micro e Minigeração Distribuídas**. [S. l.], 28 set. 2015. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/geracao-distribuida>. Acesso em: 22 maio 2019.
- [3] ANEEL. **Atlas de Energia Elétrica do Brasil**. Brasília: CEDOC, 2002. Atlas. *E-book*.
- [4] BNDES. **BNDES muda regra e pessoas físicas podem investir em energia solar**. [S. l.], 5 jun. 2018. Disponível em: <https://www.bndes.gov.br/wps/portal/site/home/imprensa/noticias/conteudo/bndes-muda-regra-e-pessoas-fisicas-podem-investir-em-energia-solar>. Acesso em: 20 maio 2019.
- [6] **Atlas Solarimétrico do Brasil**. Recife : Editora Universitária da UFPE, 2000. (adaptado)
- [7] CRESESB. **Base de Dados de radiação solar incidente (irradiação solar)**. [S. l.], 25 jan. 2018. Disponível em: <http://www.cresesb.cepel.br/index.php?section=sundata>. Acesso em: 23 maio 2019.
- [8] CEPEL. **Manual de Engenharia para sistemas fotovoltaicos**. Rio de Janeiro: [s. n.], 2014. *E-book*.
- [9] Precessão do Eixo da Terra. [S. l.], 17 set. 2016. Disponível em: <http://astro.if.ufrgs.br/fordif/node8.htm>. Acesso em: 8 maio 2019
- [10] VILLALVA, Marcelo Gradella; GAZOLI, Jonas Rafael. **Energia Solar Fotovoltaica: Conceitos e Aplicações**. São Paulo: Érica, 2013.

- [11] BARTOLOTO, Valter A. *et al.* **Geração de Energia Solar On-grid e Off-grid**. Faculdade de Tecnologia de Botucatu, 2017.
- [12] INOVACARE SOLAR. **Sistemas on-grid e off-grid**. [S. l.], 20---. Disponível em: <http://www.inovacare.solar/tecnologia>. Acesso em: 14 maio 2019.
- [13] PATEL, Mukund R. **Wind and Solar Power Systems: Desing, Analysis and Operation**. New York, USA. Taylor & Francis, 2006.
- [14] TEODORESCUS, Remus; LISERRE, Marco; RODRIGUEZ, Pedro. **Grid Converters for Photovoltaic and Wind Systems**. United Kingdom: John Wiley, 2011.
- [15] MESSENGER, Roger A. ; VENTRE, Jerry. **Photovoltaic Systems Engineering**. U.S.A.: CRC Press, 2010.
- [16] RAMPINELLI , Giuliano Arns ; KRENZINGER , Arno; PRIEB, Cesar. Análise da Eficiência do Seguidor do Ponto de Máxima Potência de Inversores de Sistemas Fotovoltaicos. **Revista Ciências Exatas e Naturais, Vol.16, nº 2**, Santa Catarina, 2014.
- [17] CHEPP, Ellen David ; KRENZINGER, Arno. Estudo Comparativo do Uso de Inversor String e Microinversores na Geração de Energia Elétrica de uma Usina com Sombreamento Parcial. **VII Congresso Brasileiro de Energia Solar** , Gramado, 2018.
- [18] GOMES, Anny Elena. **Modelo de projeto de uma planta fotovoltaica de microgeração para capacitação em energia solar**. 2017. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação) - Escola Politécnica, Rio de Janeiro, 2017.

[19] FRONIUS Solar Web: Entender melhor a sua central de energia solar. [S.l.], 201?. Disponível em: <https://www.solarweb.com/>. Acesso em: 1 jun. 2019.

[20] APSYSTEMS - Alternergy Power. [S. l.], 201?. https://apsystemsema.com/ema/index.action?locale=en_US.

[21] HISTÓRICO de Bandeiras Tarifárias. [S. l.], 2019. Disponível em: <http://www.sulgipe.com.br/Home/HistoricoBandeiras>. Acesso em: 31 maio 2019.

BIBLIOGRAFIA CONSULTADA

PRIEB, César Wilhelm Massen. Determinação da eficiência de seguimento de máxima potência de inversores para sistemas fotovoltaicos conectados à rede de distribuição. 2011. 141 f. Tese (Doutorado) - Programa de PósGraduação em Engenharia Mecânica, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2011.

KRAUTER, Stefan; BENDFELD, Jörg. Update on rankings of conversion efficiencies and energy yield of microinverters, including inverters for two pv modules. Amsterdam, 2017.

P. A. B. James et al., PV array <5 kWp + single inverter = grid connected PV system: Are multiple inverter alternatives economic?, Solar energy, 2006, 80, 1179-1188.

HUANG,B.J.;SUN,F.S.;HO,R.W.Near Maximum Power Point Operation (nMPPO) Design of Photovoltaic Power Generation System.SolEnergy. v. 80, p.1003-1020,2006.

D. Petreus et al., Low cost single stage micro-inverter with MPPT for grid connected applications, Solar Energy, 2013, 92, 241-255.

Hadeed Ahmed Sher and Khaled E. Addoweesh, Micro-inverters — Promising solutions in solar photovoltaics, Energy for Sustainable Development, 2012, 16, 389-400.

HOHM, D. P.; ROPP, M. E. Comparative Study of Maximum Power Point Tracking Algorithms. Prog Photovoltaics: Research and Applications, vol 11, p. 47-62,2003.

CS6K-275 | 280 | 285M

Canadian Solar's modules use the latest innovative cell technology, increasing module power output and system reliability, ensured by 15 years of experience in module manufacturing, well-engineered module design, stringent BOM quality testing, an automated manufacturing process and 100% EL testing.



*Black frame product can be provided upon request.

KEY FEATURES



Excellent module efficiency of up to 17.41 %



High PTC rating of up to 90.7%



Outstanding low irradiance performance of up to 96.5 %



IP67 junction box for long-term weather endurance



Heavy snow load up to 6000 Pa, wind load up to 4000 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 / CE / MCS / JET / CEC AU / CQC / INMETRO

UL 1703 / IEC 61215 performance: CEC listed (US)

UL 1703: CSA / IEC 61701 ED2: VDE / IEC 62716: VDE

UNI 9177 Reaction to Fire: Class 1

IEC 60068-2-68: SGS

Take-e-way



* 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 20 GW deployed around the world since 2001, Canadian Solar Inc. (NASDAQ: CSIQ) is one of the most bankable solar companies worldwide.

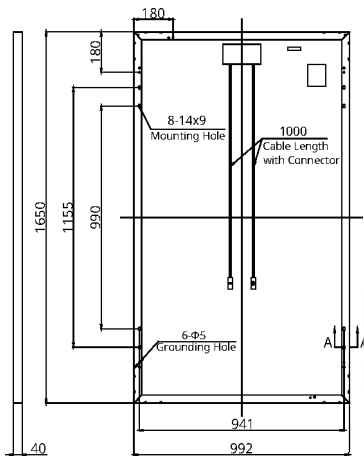
*For detail information, please refer to Installation Manual.

CANADIAN SOLAR INC.

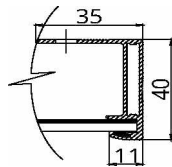
545 Speedvale Avenue West, Guelph, Ontario N1K 1E6, Canada, www.canadiansolar.com, support@canadiansolar.com

ENGINEERING DRAWING (mm)

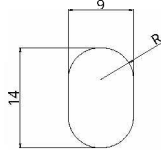
Rear View



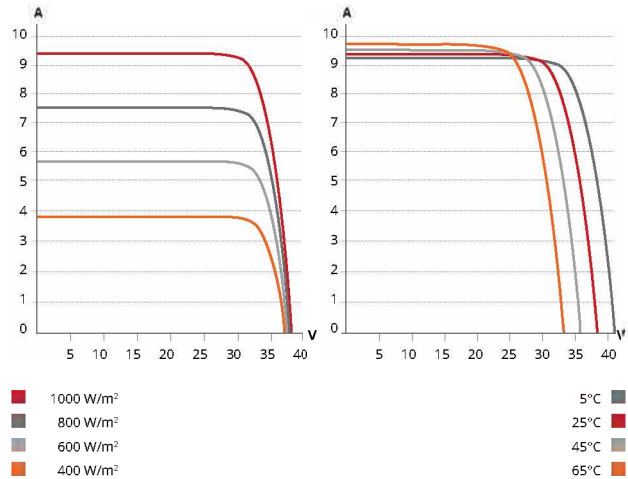
Frame Cross Section A-A



Mounting Hole



CS6K-280M / I-V CURVES



ELECTRICAL DATA | STC*

CS6K	275 M	280 M	285 M
Nominal Max. Power (Pmax)	275 W	280 W	285 W
Opt. Operating Voltage (Vmp)	31.3 V	31.5 V	31.7 V
Opt. Operating Current (Imp)	8.80 A	8.89 A	8.98 A
Open Circuit Voltage (Voc)	38.3 V	38.5 V	38.6 V
Short Circuit Current (Isc)	9.31 A	9.43 A	9.51 A
Module Efficiency	16.80 %	17.11 %	17.41 %
Operating Temperature	-40°C ~ +85°C		
Max. System Voltage	1000 V (IEC) or 1000 V (UL)		
Module Fire Performance	TYPE 1 (UL 1703) or CLASS C (IEC 61730)		
Max. Series Fuse Rating	15 A		
Application Classification	Class A		
Power Tolerance	0 ~ + 5 W		

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

ELECTRICAL DATA | NMOT*

CS6K	275 M	280 M	285 M
Nominal Max. Power (Pmax)	202 W	206 W	209 W
Opt. Operating Voltage (Vmp)	28.8 V	29.0 V	29.2 V
Opt. Operating Current (Imp)	7.02 A	7.10 A	7.18 A
Open Circuit Voltage (Voc)	35.7 V	35.9 V	35.9 V
Short Circuit Current (Isc)	7.52 A	7.62 A	7.68 A

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

PERFORMANCE AT LOW IRRADIANCE

Outstanding performance at low irradiance, with an average relative efficiency of 96.5 % for irradiances between 200 W/m² and 1000 W/m² (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	IP67, 3 diodes
Cable	4 mm ² (IEC) or 4 mm ² & 12 AWG 1000 V (UL), 1000 mm (39.4 in)
Connector	T4 series or PV2 series
Per Pallet	26 pieces, 520 kg (1146.4 lbs)
Per Container (40' HQ)	728 pieces

TEMPERATURE CHARACTERISTICS

Specification	Data
Temperature Coefficient (Pmax)	-0.41 % / °C
Temperature Coefficient (Voc)	-0.31 % / °C
Temperature Coefficient (Isc)	0.053 % / °C
Nominal Module Operating Temperature (NMOT)	43±2 °C

PARTNER SECTION





SHIFTING THE LIMITS

FRONIUS SYMO



/ Field serviceable



/ SnapINverter mounting system



/ Wireless monitoring



/ Design flexibility



/ Arc Fault Circuit Interruption



Boasting power categories from 10 to 24 kW, the transformerless Fronius Symo is the ideal compact three-phase inverter for commercial applications. Its dual maximum power point tracking, high maximum system voltage, wide input voltage range and unrestricted use indoors and out, ensures maximum flexibility in PV system design. As a member of the new SnapINverter family, the Fronius Symo features the SnapINverter mounting system, allowing for secure and convenient installation and field servicing.

Industry-leading features now come standard with the Fronius Symo, including: arc fault protection, integrated wireless monitoring, and SunSpec Modbus interfaces for seamless monitoring and datalogging via Fronius' online and mobile platform, Fronius Solar.web. This makes the Fronius Symo one of the most communicative, efficient and streamlined inverters on the market.

TECHNICAL DATA FRONIUS SYMO, ALL SIZES

GENERAL DATA	STANDARD WITH ALL FRONIUS SYMO MODELS
Dimensions (width x height x depth)	20.1 x 28.5 x 8.9 in. / 51.1 x 72.4 x 22.6 cm
Degree of protection	NEMA 4X
Night time consumption	< 1 W
Inverter topology	Transformerless
Cooling	Variable speed fan
Installation	Indoor and outdoor installation
Ambient operating temperature range	-40 F to 140 F (-40 to 60 C)
Permitted humidity	0 - 100 % (non-condensing)
DC connection terminals	6 x DC+ and 6 x DC- screw terminals for copper (solid / stranded / fine stranded) or aluminum (solid / stranded)
AC connection terminals	Screw terminals 14-6 AWG
Certificates and compliance with standards (Except Symo 15.0 208 V)	UL 1741-2010, UL1998 (for functions: AFCI and isolation monitoring), IEEE 1547-2003, IEEE 1547.1-2008, ANSI/IEEE C62.41, FCC Part 15 A & B, NEC Article 690, C22. 2 No. 107.1-01 (September 2001), UL1699B Issue 2 -2013, CSA TIL M-07 Issue 1 -2013
Certificates and compliance with standards (Symo 15.0 208 V)	UL 1741-2015, UL1998 (for functions: AFCI, RCMU and isolation monitoring), IEEE 1547-2003, IEEE 1547.1-2003, ANSI/IEEE C62.41, FCC Part 15 A & B, NEC 2014 Article 690, C22. 2 No. 107.1-01 (September 2001), UL1699B Issue 2 -2013, CSA TIL M-07 Issue 1 -2013

PROTECTIVE DEVICES	STANDARD WITH ALL FRONIUS SYMO MODELS
AFCI & 2014 NEC Compliant	Yes
DC disconnect	Yes
DC reverse polarity protection	Yes
Ground Fault Protection with Isolation Monitor Interrupter	Yes

INTERFACES	AVAILABILITY	AVAILABLE WITH ALL FRONIUS SYMO MODELS
USB (A socket)	Standard	Datalogging and inverter update via USB
2 x RS422 (RJ45 socket)	Standard	Fronius Solar Net, interface protocol
Wi-Fi/Ethernet/Serial/ Datalogger and webserver	Optional	Wireless standard 802.11 b/g/n / Fronius Solar.web, SunSpec Modbus TCP, JSON / SunSpec Modbus RTU
6 inputs and 4 digital I/Os	Optional	Load management; signaling, multipurpose I/O

TECHNICAL DATA FRONIUS SYMO (10.0-3 208/240, 12.0-3 208/240, 10.0-3 480, 12.5-3 480, 15.0-3 208)

GENERAL DATA		10.0-3 208/240	12.0-3 208/240	10.0-3 480	12.5-3 480	15.0-3 208	
Weight		91.9 lbs. / 41.7 kg		76.7 lbs. / 34.8 kg		78.3 lbs. / 35.5 kg	
INPUT DATA		10.0-3 208/240	12.0-3 208/240	10.0-3 480	12.5-3 480	15.0-3 208	
Max. permitted PV power		15.00 kW	18.00 kW	15.00 kW	18.75 kW	22.50 kW	
Max. usable input current (MPPT 1/MPPT 2)		25.0 A / 16.5 A		50.0 A		50.0 A	
Max. usable input current total (MPPT 1 + MPPT 2)		41.5 A		75.0 A		75.0 A	
Max. admissible input current (MPPT 1/MPPT 2)		37.5 A / 24.8 A		75.0 A		75.0 A	
Max. admissible input current total (MPPT 1 + MPPT 2)		62.2 A	62.2 A	62.2 A	62.2 A	75.0 A (1 MPPT)	
Integrated DC string fuse holders <i>Must be specified when ordering</i>		None	None	None	None	Integrated: 6- and 6+	
MPP voltage range		300 - 500 V		300 - 800 V	350 - 800 V	325 - 850 V	
Operating voltage range		200 - 600 V		200 - 1,000 V		325 - 1,000 V	
Max. input voltage		600 V		1,000 V			
Nominal input voltage		208 V	350 V	N/A	N/A	325 V	
		240 V	370 V	N/A	N/A	N/A	
		480 V	N/A	675 V	685 V	N/A	
Admissible conductor size DC		AWG 14 - AWG 6 copper direct, AWG 6 aluminium direct, AWG 4 copper or aluminium with input combiner					
Number of MPPT		2				1	
OUTPUT DATA		10.0-3 208/240	12.0-3 208/240	10.0-3 480	12.5-3 480	15.0-3 208	
Max. output power		208 V	9,995 VA	11,995 VA	N/A	N/A	15,000 VA
		240 V	9,995 VA	11,995 VA	N/A	N/A	N/A
		480 V	N/A	N/A	9,995 VA	12,495 VA	N/A
Max. output fault current / Duration		43.1 A RMS / 158.4 ms	43.1 A RMS / 158.4 ms	43.1 A RMS / 158.4 ms	43.1 A RMS / 158.4 ms	67.7 A RMS / 153.0 ms	
Max. continuous output current		208 V	27.7 A	33.3 A	N/A	N/A	41.6 A
		240 V	24.0 A	28.9 A	N/A	N/A	N/A
		480 V	N/A	N/A	12.0 A	15.0 A	N/A
Recommended OCPD/AC breaker size		208 V	35 A	45 A	N/A	N/A	60 A
		240 V	30 A	40 A	N/A	N/A	N/A
		480 V	N/A	N/A	15 A	20 A	N/A
Max. efficiency		97.0 %		97.0 %	98.1 %	98.1 %	97.3 %
CEC efficiency		208 V	96.5 %	96.5 %	N/A	N/A	96.5 %
		240 V	96.5 %	96.5 %	N/A	N/A	N/A
		480 V	N/A	N/A	96.5 %	97.0 %	N/A
Admissible conductor size AC		AWG 14 - AWG 6					
Grid connection		208 / 240 V	208 / 240 V	480 V Delta +N**		208 V	
Frequency		60 Hz					
Total harmonic distortion		< 1.75 %				< 3.5%	
Power factor		0 - 1 ind./cap.					

**+N for sensing purposes - no current carrying conductor.

TECHNICAL DATA FRONIUS SYMO (15.0-3 480, 17.5-3 480, 20.0-3 480, 22.7-3 480, 24.0-3 480)

GENERAL DATA		15.0-3 480	17.5-3 480	20.0-3 480	22.7-3 480	24.0-3 480
Weight		95.7 lbs. / 43.4 kg				
INPUT DATA		15.0-3 480	17.5-3 480	20.0-3 480	22.7-3 480	24.0-3 480
Max. permitted PV power		22.50 kW	26.25 kW	30.00 kW	34.09 kW	36.00 kW
Max. usable input current (MPPT 1/MPPT 2)		33.0 A / 25.0 A				
Max. usable input current total (MPPT 1 + MPPT 2)		51 A				
Max. admissible input current (MPPT 1/MPPT 2)		49.5 A / 37.5 A				
Max. admissible input current total (MPPT 1 + MPPT 2)		76.5 A	76.5 A	76.5 A	76.5 A	76.5 A
Integrated DC string fuse holders <i>Must be specified when ordering</i>		Optional: 6- and 6+	Optional: 6- and 6+	Optional: 6- and 6+	Optional: 6- and 6+	Optional: 6- and 6+
MPP voltage range		350 - 800 V	400 - 800 V	450 - 800 V	500 - 800 V	500 - 800 V
Operating voltage range		200 - 1,000 V				
Max. input voltage		1,000 V				
Nominal input voltage		208 V	N/A	N/A	N/A	N/A
		240 V	N/A	N/A	N/A	N/A
		480 V	685 V	695 V	710 V	720 V
Admissible conductor size DC		AWG 14 - AWG 6 copper direct, AWG 6 aluminium direct, AWG 4 copper or aluminium with input combiner				
Number of MPPT		2				
OUTPUT DATA		15.0-3 480	17.5-3 480	20.0-3 480	22.7-3 480	24.0-3 480
Max. output power		208 V	N/A	N/A	N/A	N/A
		240 V	N/A	N/A	N/A	N/A
		480 V	14,995 VA	17,495 VA	19,995 VA	23,995 VA
Max. output fault current / Duration		30.9 A RMS / 150.4 ms	30.9 A RMS / 150.4 ms	30.9 A RMS / 150.4 ms	30.9 A RMS / 150.4 ms	30.9 A RMS / 150.4 ms
Max. continuous output current		208 V	N/A	N/A	N/A	N/A
		240 V	N/A	N/A	N/A	N/A
		480 V	18.0 A	21.0 A	24.0 A	28.9 A
Recommended OCPD/AC breaker size		208 V	N/A	N/A	N/A	N/A
		240 V	N/A	N/A	N/A	N/A
		480 V	25 A	30 A	30 A	40 A
Max. efficiency		98.0 %				
CEC efficiency		208 V	N/A	N/A	N/A	N/A
		240 V	N/A	N/A	N/A	N/A
		480 V	97.0 %	97.5 %	97.5 %	97.5 %
Admissible conductor size AC		AWG 14 - AWG 6				
Grid connection		480 V Delta +N**				
Frequency		60 Hz				
Total harmonic distortion		< 1.75 %				
Power factor		0 - 1 ind./cap.				

**+N for sensing purposes - no current carrying conductor.

E-HOUSING SOLUTIONS FOR COMMERCIAL PV SYSTEMS

Anvil Crawler manufactures pre-fabricated inverter rooms that ship directly to site and can be customized to meet system requirements. They come equipped with 250 kw or 500 kw of Fronius inverters pre-wired to a terminal strip located on the outside of the container. In addition, ventilation, lighting, receptacles, and heating are included.

This is the most cost effective way to install a large quantity of string inverters - they are connected, pre-tested, commissioned and ready to energize as soon as the array installation is complete!

Using a pre-fabricated e-house saves you money by:

- trimming required engineering and on-site consultation as e-housings are ESA approved, and ready for grid connection upon completion of array installation
- eliminating on-site handling and storage costs for goods with single shipment of the inverter room
- eliminating risks of weather-related delays
- cutting hotel, fuel and labour costs for electrical tradespersons.



250 KW E-HOUSE

- Dimension: 8' wide x 20' long x 9.5' tall
- Includes: lighting, heating, ventilation, receptacles and a smoke detector roughed in
- 11 x Fronius Symo 22.7 kW inverters
- 1 x Fronius weather station and monitoring (modem is customer supplied)
- 1 x 400 amp AC recombinder panel
- 1 x 400 amp non-fuseable disconnect switch with visi-window
- 1 x metering cabinet
- 1 x 400 amp fuseable disconnect switch, outdoor rated with visi-window
- 1 x transformer (10 kva) and a lighting panel
- Utility / commercial SCADA solutions available



(Top) Inside a finished Anvil Crawler inverter house. (Bottom left) Pre-installed and wired Fronius weather station and monitoring. (Bottom right) Pre-wired inverter DC terminal strip.



500 KW E-HOUSE

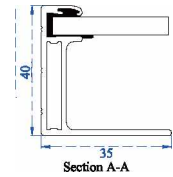
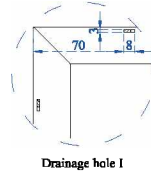
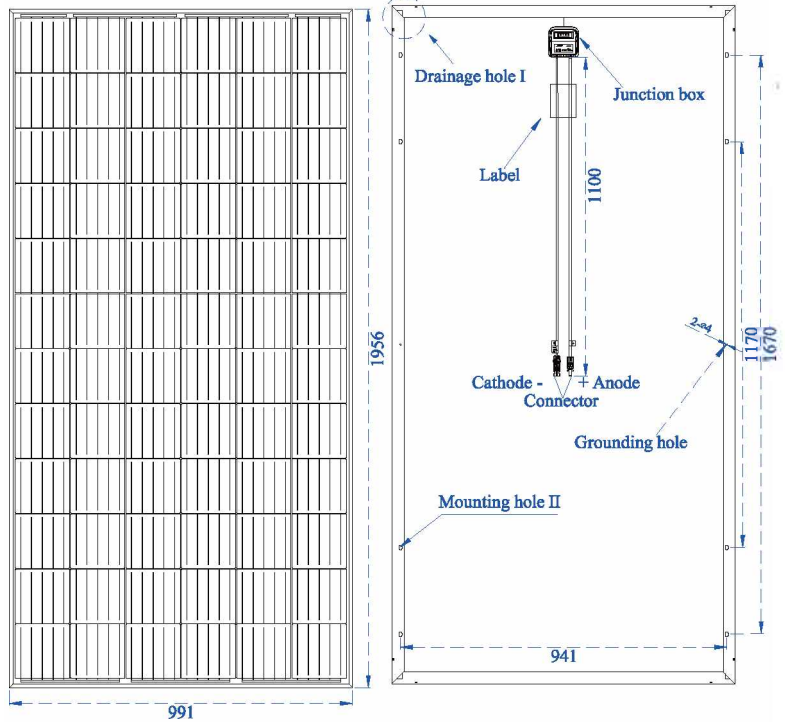
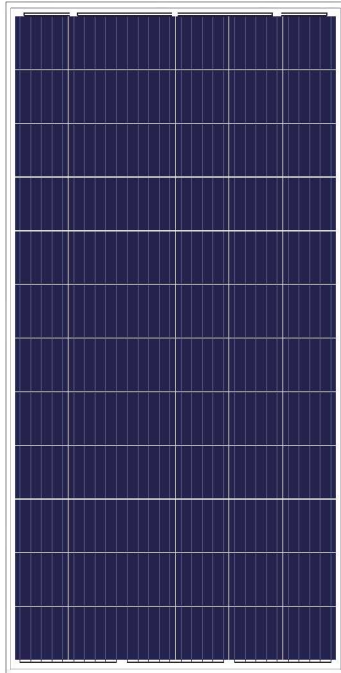
- Dimensions: 8' wide x 40' long x 9.5' tall
- Includes: lighting, heating, ventilation, receptacles and a smoke detector roughed in
- 22 x Fronius Symo 22.7 kW inverters
- 1 x Fronius weather station and monitoring (modem is customer supplied)
- 1 x 800 amp AC recombinder panel
- 1 x 800 amp non-fuseable disconnect switch with visi-window
- 1 x metering cabinet
- 1 x 800 amp fuseable disconnect switch, outdoor rated with visi-window
- 1 x transformer (10 kva) and a lighting panel
- Utility / commercial SCADA solutions available

Less area covering

DHP72 5BB

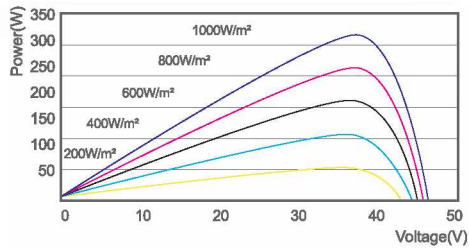
315W-330W

Poly crystalline PV Module

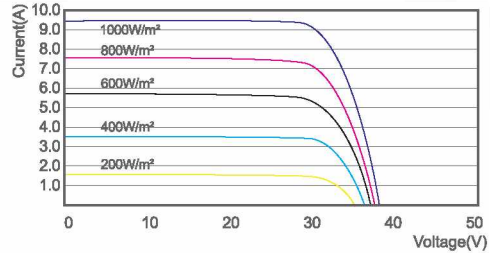


Function parameter

PV Curve (330W)



IV Curve (330W)



Mechanical Specification

Cells Type	Poly156.75×156.75mm
Weight	22.5kg
Dimension (L×W×T)	1956×991×40mm
Output Cables	TUV, Length900mm, 4.0mm ²
No.of Cells	72 (6×12)
Front Glass	3.2mm High Transmission,Low Iron Tempered Glass
Frame	Anodised Aluminium
Junction box	IP67, 3 Bypass Diodes
Connector	MC4 or MC4 Compactible

Packing Configuration

Container	20GP	40GP	40HC
PCS per pallet	27	27	27
PLT per container	10	24	24
PCS per container	270	648	696

Operating Parameters

Maximum system voltage	DC1000V
Operating Temperature(C)	-40 ~ +85 C
Maximum series fuse rating	15A
Snow load,frontside	5400Pa
Wind load, backside	2400Pa
Nominal operating cell temperature (NOCT)	45 C±2 C
Application level	Class A

Electrical Characteristics (Standard Test Conditions)

Module Type	DHP72-315	DHP72-320	DHP72-325	DHP72-330
Maximum Power(P _{max})	315W	320W	325W	330W
Open-circuit Voltage (V _{oc})	45.6V	45.8V	45.9V	46.1V
Maximum Power Voltage (V _{mp})	36.9V	37.1V	37.2V	37.3V
Short-circuit Current (I _{sc})	9.00A	9.10A	9.25A	9.38A
Maximum Power Current(I _{mp})	8.54A	8.63A	8.76A	8.85A
Module Efficiency(%)	16.25%	16.51%	16.77%	17.02%
Power Tolerance	0~+5W			
Temperature Coefficient of I _{sc}	0.05%/C			
Temperature Coefficient of V _{oc}	-0.32%/C			
Temperature Coefficient of P _{max}	-0.41%/C			
Standard Test Environment	Irradiance 1000w/m ² , Ambient temperature 25°C, Spectrum AM1.5			

Electrical Characteristics (Noct)

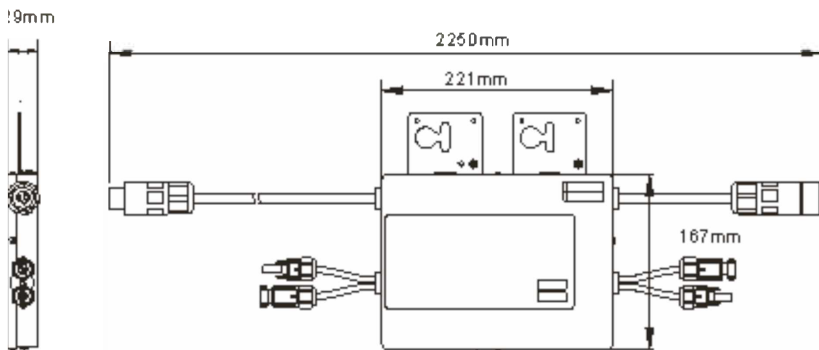
Module Type	DHP72-315	DHP72-320	DHP72-325	DHP72-330
Maximum Power(P _{max})	234W	238W	242W	246W
Open-circuit Voltage (V _{oc})	42.4V	42.5V	42.6V	42.7V
Maximum Power Voltage (V _{mp})	34.3V	34.4V	34.5V	34.6V
Short-circuit Current (I _{sc})	7.25A	7.35A	7.47A	7.57A
Maximum Power Current(I _{mp})	6.82A	6.92A	7.02A	7.11A
Standard Test Environment	Irradiance 800w/m ² , Ambient temperature 20°C, Spectrum AM1.5, Wind speed 1m/s			



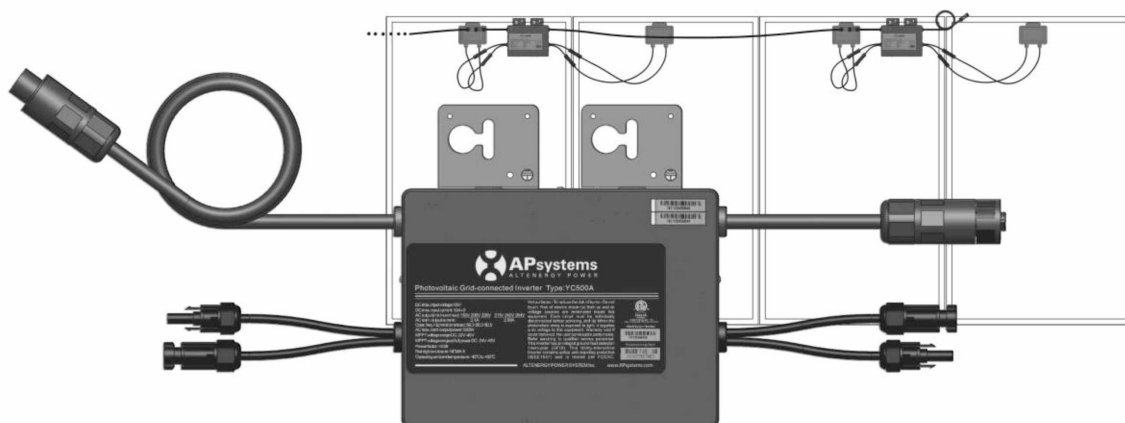
Microinversor YC500A

- Uma unidade conecta a dois módulos FV
- MPPT individual para cada módulo FV
- Potência máxima de saída: 500W
- Dispositivo de desconexão automática integrado.

DIMENSÕES



Nosso principal produto, o APsystems YC500A é um microinversor conectado à rede com sistemas de rede e monitoramento inteligente para garantir a máxima eficiência. Altamente confiável e com custo-benefício, o YC500A oferece 250W AC por módulo com duplo MPPT. Metade dos inversores e metade da instalação significa real economia de custos para os clientes residenciais e comerciais.



(Para o Brasil)

Datasheet do Microinversor APsystems YC500A

Modelo	Brazil	
Regional	YC500A-BR	YC500A-127-BR
Dados de Entrada (CC)		
Faixa de tensão de MPPT	22V-45V	
Faixa de tensão de Operação	16V-52V	
Máxima tensão de entrada	55V	
Tensão de ligamento	22V	
Máxima corrente de entrada	12A x 2	

Dados de Saída (AC)

Potência de saída Nominal CA	500W	
Tensão de saída Nominal	220V	127V
Corrente de Saída Nominal	2.27A	3.94V
Faixa de Tensão de Saída Padrão	176V-242V*	101.6V-139.7V*
Faixa de Tensão de Saída Extendida	150V-298V	82V-155V
Saída de Frequência Nominal	60Hz	
Faixa de Frequência de Saída Padrão	57.5Hz-62Hz*	
Faixa de Frequência de Saída Extendida	55.1Hz -64.9Hz	
Fator de Potência	>0.99	
Distorção Harmônica Total	<3%	

Eficiência

Eficiência Pico	95.5%	95%
Consumo de Energia à Noite	120mW	

Dados Mecânicos

Faixa de Temperatura Ambiente de Operação	-40°C to +65°C	
Faixa de Temperatura de Armazenamento	-40°C to +85°C	
Dimensões (Lar x Alt x Esp)	221mm x 167mm x 29mm	
Peso	2.5kg	
Cabo CA	25A	
Classificação	IP67	
Resfriamento	Ventilação natural – Sem ventiladores	

Características & Conformidade

Comunicação (Inversor ao ECU)	Comunicação pela Rede	
Monitoramento	Através do software EMA	
Design do Transformador	Transformadores de Alta Frequência, Isolado Galvanicamente	
Conformidade	ABNT NBR 16149:2013, ABNT NBR 16150:2013 and ABNT NBR IEC 62116: 2012	
Desconexão Automática	Dispositivo de Auto-desconexão Integrado	

*Programável através do ECU para atender às necessidades do cliente.

© All Rights Reserved

Especificações sujeitas a alterações sem aviso prévio - por favor, garantir que você está usando a atualização mais recente encontrada em www.APsystems.com

600 Ericksen Ave NE, Suite 200 Seattle, WA 98110 | 844.666.7035 | APsystems.com