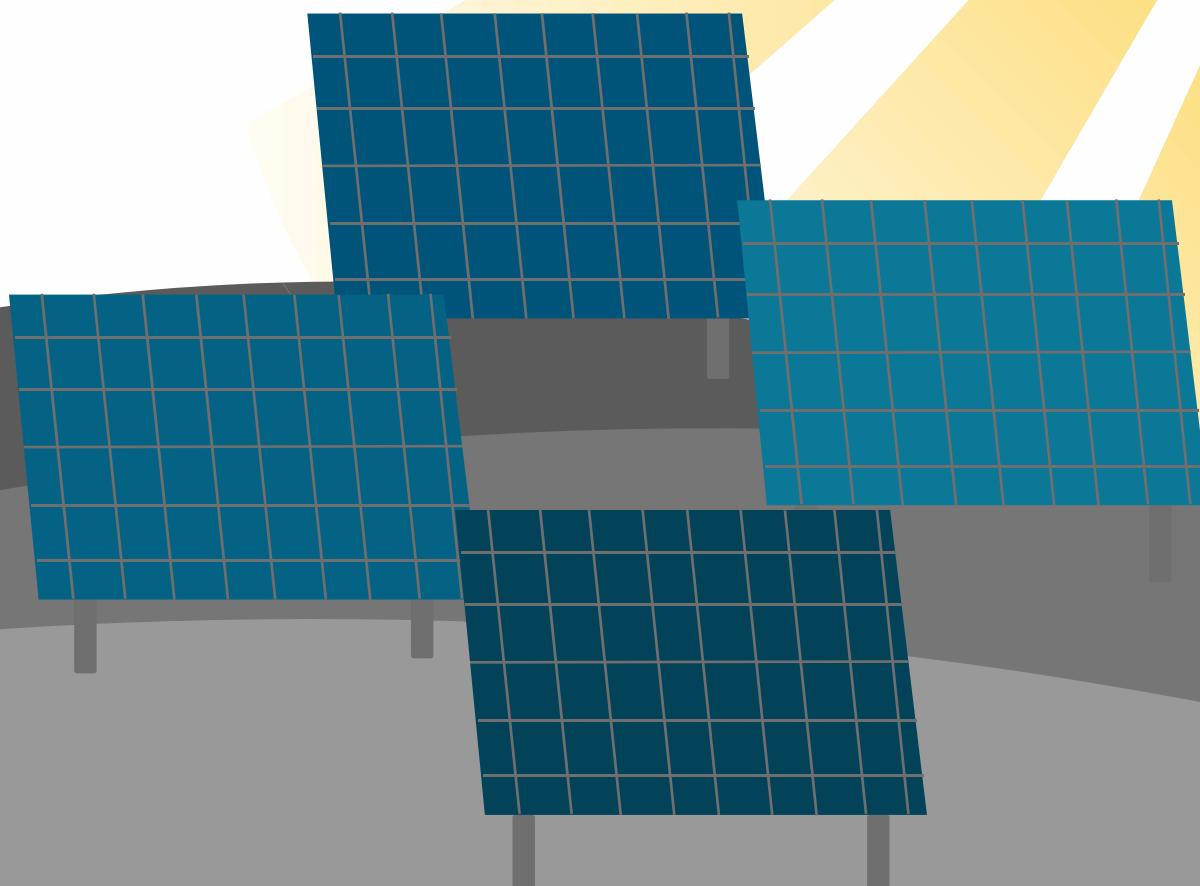


Universidade Federal de Viçosa - UFV
Centro de Ciências Exatas e Tecnológicas - CCE
Departamento de Engenharia Elétrica - DEL



Dimensionamento de um Sistema Fotovoltaico *on grid* de 5 kW para a Localidade de São Mateus

ELT 554 - TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO

Estevão Modolo de Souza

ORIENTADOR: Prof. Me. Willian Caires Silva Amorim

Viçosa, 10 de fevereiro de 2022.

Estevão Modolo de Souza

Dimensionamento de um Sistema Fotovoltaico conectado on grid de 5 kW para a Localidade de São Mateus-ES

Trabalho de Conclusão de Curso submetido ao Departamento de Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Viçosa para a obtenção dos créditos referentes à disciplina ELT 554 do curso de Especialização em Sistemas Fotovoltaicos Isolados e Conectados à Rede Elétrica.

Orientador: Prof. Me. William Caires Silva Amorim

Viçosa, 10 de fevereiro de 2022.

ATA DE APROVAÇÃO

Estevão Modolo de Souza

Dimensionamento de um Sistema Fotovoltaico *on grid* de 5 kW para a
Localidade de São Mateus-ES

Trabalho de Conclusão de Curso submetido ao Departamento de Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Viçosa para a obtenção dos créditos referentes à disciplina ELT 554 do curso de Especialização em Sistemas Fotovoltaicos Isolados e Conectados à Rede Elétrica.

Aprovada em 10 de fevereiro de 2022.

Presidente e Orientador: Prof. Me. William Caires Silva Amorim

Universidade Federal de Viçosa

Membro Titular: Prof. Me. Dayane do Carmo Mendonça

Universidade Federal de Viçosa

Membro Titular: Prof. Me. Rodrigo Cassio de Barros

Universidade Federal de Viçosa

DEDICATÓRIA

Dedico este trabalho

À minha família e amigos, por ser tudo o que realmente importa na minha vida.

AGRADECIMENTOS

Agradeço à UFV e ao GESEP pelo excelente curso e ao meu orientador prof. Me. Willian Caires Silva Amorim pelo suporte. Agradeço também aos colegas de curso pela troca de experiência.

RESUMO

Este trabalho apresenta o projeto elétrico de um sistema fotovoltaico para um cliente da microgeração. O dimensionamento do sistema fotovoltaico foi feito levando em consideração o perfil de consumo do cliente em duas residências distintas. A primeira, onde será instalada a usina e a segunda onde será feito o uso do autoconsumo remoto ao utilizar os créditos gerados pela energia elétrica gerada excedente. Em princípio, o perfil de consumo do cliente não justificava, financeiramente, a instalação da usina, mas uma expansão de carga, em ambas as moradias, tornou o projeto atrativo economicamente. O projeto consiste em 11 módulos fotovoltaicos totalizando 6kW, aproximadamente, de potência de pico. O local da instalação é o telhado, com os módulos orientados para o norte sem obstruções que possam gerar sombra durante todo o ano. A análise econômica, segundo os critérios do autor, determinou uma taxa de retorno interna de 16,96%.

Palavras-chave: Microgeração, Sistema Fotovoltaico, Autoconsumo Remoto

Lista de Figuras

Figura 1: Histórico de consumo do imóvel 01.....	12
Figura 2: Histórico de consumo do imóvel 02.....	13
Figura 3: Detalhes de faturamento do imóvel 01.....	14
Figura 4: Detalhes de faturamento do imóvel 02.....	14
Figura 5: Imagem de satélite da UC retirada go google <i>maps</i>	15
Figura 6: Medidor de energia da UC.....	16
Figura 7: Disjuntor do medidor de energia.....	16
Figura 8: Local de instalação do inversor.....	17
Figura 9: Local de instalação dos módulos fotovoltaicos.....	17
Figura 10: Orientação do telhado da UC.....	18
Figura 11: Análise do ângulo azimutal do local da instalação.....	19
Figura 12: Irradiação solar para a cidade de São Mateus ES [2].....	20
Figura 13: Chave seccionador e DPS CC.....	23
Figura 14: Fusível CC.....	23
Figura 15: DPS CA.....	24
Figura 16: Disjuntor CA.....	24
Figura 17: Esquema de aterramento da usina fotovoltaica. A caixa do medidor é indicada na figura como "CM".....	27
Figura 18: Trilhos de alumínio onde serão colocados os MFV. Fonte: [5].....	27
Figura 19: Grampos para fixar os MFV aos trilhos. Fonte: [5].....	28
Figura 20: Pontos de fixação dos MFV ao trilho. Fonte: [5].....	28
Figura 21: Estrutura de fixação para telhados do tipo colonial. Fonte: [5].....	29
Figura 22: Detalhe da instalação em telhado colonial. Fonte: [5].....	29
Figura 23: Vista aérea do local de instalação.....	35
Figura 24: Planta de localização da usina fotovoltaica.....	35
Figura 25: Simbologia e legenda utilizada no projeto da usina fotovoltaica.....	36
Figura 26: Padrão de entrada com caixa de medição e medidor bidirecional.....	37
Figura 27: Placa de advertência que deve ser instalada na usina FV, próxima à caixa de medição (medidas 20 x 15 cm).....	38
Figura 28: Diagrama unifilar da UC após a instalação da usina solar fotovoltaica.....	39
Figura 29: Diagrama multifilar da UC após a instalação da usina solar fotovoltaica.....	40

Lista de Tabelas

Tabela 1- Médias do consumo do imóvel 01.....	13
Tabela 2 – Médias do consumo do imóvel 02.....	13
Tabela 3: Média de consumo para o imóvel 01 após expansão de carga.	14
Tabela 4: Média de consumo para o imóvel 02 após expansão de carga.	14
Tabela 5: Previsão de consumo mensal do imóvel 01 após instalação do ar-condicionado.....	30
Tabela 6: Previsão de consumo mensal do imóvel 02 após instalação do ar-condicionado	30
Tabela 7: Fluxo de caixa anual para os primeiros 10 anos.	33
Tabela 8: Parâmetros financeiros do projeto em um período de 10 anos.	34
Tabela 9: Capacidade de condução de corrente para cabos CC (adaptada da norma NBR 16612)	48
Tabela 10: Capacidade de corrente dos cabos, adaptada da norma NBR5410.	48
Tabela 11: Impedância mínima para o cabo Cabo cobrecom Flexicom 450/750V (condutor + isolamento PVC)	49

Lista de Abreviação

TMA	Taxa Mínima de Atratividade
VPL	Valor Presente Líquido
TIR	Taxa Interna de Retorno
UV	Usina Fotovoltaica
MFV	Módulo Fotovoltaico

Lista de Símbolos

FC_0	Fluxo de caixa do período zero
FC_n	Fluxo de caixa no período n
$W_{módulo}$	Produção de energia do módulo
$\eta_{módulo}$	Eficiência do módulo fotovoltaico
C	Consumo de Energia
N	Número de módulos
$P_{inversor}$	Potência CC máxima do inversor
$P_{arranjo}$	Potência da <i>string</i>
V_{inv}	Tensão CC máxima do inversor
I_{inv}	Corrente CC máxima do inversor
V_{oc}	Tensão de circuito aberto dos módulos
$P_{módulo}$	Potência do módulo
$I_{n_{fusível}}$	Corrente nominal do fusível
FT	Fator de correção por temperatura
FA	Fator de correção por agrupamento
d	Distância do inversor ao medidor de energia
E	Energia

Sumário

1	Análise do Local da Instalação	12
1.1	ANÁLISE DO CONSUMO DE ENERGIA.....	12
1.2	LOCALIZAÇÃO DO SISTEMA FOTOVOLTAICO	15
1.3	ANÁLISE DO EFEITO DE SOMBREAMENTO E PERDAS	18
2	Dimensionamento do Sistema Fotovoltaico	20
2.1	DIMENSIONAMENTO DOS MÓDULOS FOTOVOLTAICOS	20
2.2	DIMENSIONAMENTO DOS INVERSORES	21
2.3	DIMENSIONAMENTO DA PROTEÇÃO	22
2.4	DIMENSIONAMENTO DOS CABOS C.C.....	25
2.5	DIMENSIONAMENTO DOS CABOS C.A.....	25
2.6	ATERRAMENTO	26
2.7	ESTRUTURA DE FIXAÇÃO	27
2.8	ESTUDO DE CASO	29
3	Análise de Viabilidade Econômica	31
3.1	PERCENTUAL DE REDUÇÃO DO CONSUMO	31
3.2	ANÁLISE DE DESPESAS: MANUTENÇÃO, LIMPEZA, CONCESSIONÁRIA, TROCA DE EQUIPAMENTOS	32
3.3	FLUXO DE CAIXA.....	32
3.4	ANÁLISE DA VIABILIDADE.....	33
4	Projeto Elétrico	35
4.1	PLANTA DE LOCALIZAÇÃO.....	35
4.2	PROJETO ELÉTRICO: DIAGRAMA UNIFILAR.....	36
4.3	PROJETO ELÉTRICO: DIAGRAMA MULTIFILAR	39
4.4	MEMORIAL DESCRITIVO.....	40
5	Referências Bibliográficas.....	43
6	Anexos	44
6.1	Datasheet dos módulos fotovoltaicos	44
6.2	Datasheet do inversor.....	46
6.3	Capacidade dos inversores PHB.....	48
6.4	Capacidade de condução dos cabos CC	48
6.5	Capacidade de condução de cabos CA.....	48
6.6	Impedância mínima para calcula de queda de tensão.....	49

1 Análise do Local da Instalação

Este capítulo tem objetivo de informar ao leitor sobre o estudo do local de instalação da usina fotovoltaica (UV), incluindo as análises do consumo de energia das unidades consumidoras, da área de instalação, assim como os efeitos de sombreamento e outras perdas no sistema de geração. O cliente possui dois imóveis e pretende fazer uso do autoconsumo remoto para diminuir suas despesas com energia elétrica.

1.1 ANÁLISE DO CONSUMO DE ENERGIA

De maneira geral, o custo da energia elétrica depende da quantidade de energia elétrica demandada pelo cliente, do preço do quilowatt-hora e da tarifa de iluminação pública. Cada localidade pode ter preços e tarifas distintas, estabelecidos pelas concessionárias das regiões. As duas unidades consumidoras estão localizadas na cidade de São Mateus, imóvel 01, e na cidade de Vitória, imóvel 02. Ambas as cidades se encontram no estado do Espírito Santo e são atendidas pela concessionária EDP. As figuras abaixo mostram os seus históricos de consumo.

Histórico de Faturamento		
Mês / Ano	kWh	R\$
12/21	147	188,64
11/21	163	209,15
10/21	179	226,51
09/21	176	215,20
08/21	149	172,79
07/21	165	179,62
06/21	165	167,99
05/21	182	176,97
04/21	215	203,81
03/21	214	205,99
02/21	212	200,76
01/21	162	160,02
12/20	214	211,37
11/20	190	177,51

Figura 1: Histórico de consumo do imóvel 01.

Histórico de Consumo (kW/h)		
Mês/Ano	Consumo	Valor
	Ativo	Total (R\$)
12/21	163	186,96
11/21	166	190,22
10/21	168	192,41
09/21	145	150,70
08/21	98	95,69
07/21	178	167,36
06/21	200	174,13
05/21	237	201,42
04/21	284	238,36
03/21	257	220,51
02/21	206	175,68
01/21	208	187,19
12/20	209	175,63

Figura 2: Histórico de consumo do imóvel 02.

Estes dados podem ser manipulados para que se tenha uma ideia do consumo médio. Para o imóvel 01, o seu consumo médio diário, mensal e anual está sumarizado na Tabela 1. Já as médias do imóvel 02 estão na Tabela 2.

Tabela 1- Médias do consumo do imóvel 01

Imóvel 01	
Média (mês) - kWh	177
Média (dia) - kWh	5,8
Consumo anual - kWh	2.129

Tabela 2 – Médias do consumo do imóvel 02

Imóvel 02	
Média (mês) - kWh	193
Média (dia) - kWh	6,3
Consumo anual - kWh	2.310

As informações sobre a tarifa cobrada pela concessionária, assim como o valor da taxa de iluminação pública, podem ser observadas nas figuras abaixo:

Detalhes de Faturamento				
Descrição	Quantidade	X	Tarifa (R\$)	Total R\$
Fornecimento de energia elétrica				159,43
Consumo Ativo kWh	147 kWh	X	0,61051000	89,74
Adicional Bandeira Escassez Hídrica				20,87
Tributos	B. Cálculo	X	Aliquota	
PIS	119,57	X	1,34%	= 1,60
COFINS	119,57	X	6,16%	= 7,36
ICMS	159,43	X	25,00%	= 39,86
ATENÇÃO: Meta de Redução Mensal: 18 kWh – Redução Mensal Apurada: 22 kWh Meta atingida!				
Para detalhamento do cálculo de sua meta consulte www.edponline.com.br				
CONTRIBUIÇÃO DE ILUM. PÚBLICA -- LEI MUNICIPAL				29,21

Figura 3: Detalhes de faturamento do imóvel 01.

Detalhes de Faturamento					
Descrição	Quantidade	x	Tarifa (R\$)	=	Total (R\$)
Fornecimento de energia elétrica					176,81
Consumo	163,00 KWH		0,61051000		99,51
Adicional Bandeira Escassez Hídrica					23,15
Tributos	B. Cálculo		Aliquota		
PIS	132,61	X	1,34%	=	1,78
COFINS	132,61	X	6,16%	=	8,17
ICMS	176,81	X	25,00%	=	44,20
Contribuição de Ilum. Pública - Lei Municipal					10,15

Figura 4: Detalhes de faturamento do imóvel 02.

Os perfis de carga apresentados não justificam a instalação de uma UF na casa do cliente, em termos de viabilidade econômica, porém, como será discutido na seção 2.8, está prevista uma expansão de carga para os dois imóveis e, neste novo contexto, o projeto da UF passa a ser viável economicamente. Para dar mais clareza ao leitor, é sobre este novo cenário que a UF será dimensionada nos próximos capítulos. A previsão das novas médias de consumo está disposta na Tabela 3 e Tabela 4.

Tabela 3: Média de consumo para o imóvel 01 após expansão de carga.

Imóvel 01 (expansão de carga)	
Média (mês) - kWh	357
Média (dia) - kWh	11,8
Consumo anual - kWh	4.289

Tabela 4: Média de consumo para o imóvel 02 após expansão de carga.

Imóvel 02 (expansão de carga)	
Média (mês) - kWh	373
Média (dia) - kWh	12,2
Consumo anual - kWh	4.470

1.2 LOCALIZAÇÃO DO SISTEMA FOTOVOLTAICO

A análise do local de instalação é fundamental para que a UF possa otimizar a geração de energia elétrica. Devem ser levados em consideração a área de instalação e fatores que prejudiquem a geração como sombreamentos. Como o cliente possui dois imóveis, ambos seriam candidatos a abrigar a UF, porém como o imóvel 02 é um edifício com pouca área de telhado, a casa em São Mateus é mais adequada.

Este imóvel está localizado no seguinte endereço: Rua Guilherme Bisaro, 53 – Arnaldo Bastos. CEP: 29934-130. São Mateus – ES. A imagem de satélite da unidade consumidora (UC) pode ser vista na Figura 5. O medidor de energia, conforme a Figura 6, está localizado na frente do imóvel e possui um disjuntor de 50, conforme a Figura 7. A Figura 8 ilustra onde o inversor será instalado na garagem abrigada, sendo que a distância até o medidor de energia é de 9 metros.



Figura 5: Imagem de satélite da UC retirada do google maps.



Figura 6: Medidor de energia da UC.



Figura 7: Disjuntor do medidor de energia.



Figura 8: Local de instalação do inversor.

O local com melhor área de instalação dos módulos fotovoltaicos e menor sombreamento é o telhado da UC. A imagem abaixo, feita com o auxílio de um drone, ilustra o local da instalação.



Figura 9: Local de instalação dos módulos fotovoltaicos.

O telhado possui área útil para instalação dos módulos de $A = 8 \times 5 = 40 \text{ m}^2$, e coordenadas iguais a $18^\circ 42' 58.9'' \text{S } 39^\circ 50' 33.6'' \text{O}$.

1.3 ANÁLISE DO EFEITO DE SOMBREAMENTO E PERDAS

Nem sempre é possível posicionar os módulos fotovoltaicos de modo a ter a melhor geração de energia ao longo do ano. Para o correto dimensionamento da UV, é necessário fazer a análise das perdas que podem ocorrer por efeito de sombreamento, pelo posicionamento dos módulos em arranjo não ótimo e pelos cabos elétricos. Nos parágrafos abaixo, os percentuais de perdas foram determinados pelo aplicativo Estimate.

As perdas por sombreamento ocorrem quando há um obstáculo entre o sol e os módulos. A parte do telhado, onde a usina será instalada, está livre de qualquer barreira que possa gerar sombra em horários em que o sol se encontra mais alto, porém o telhado não recebe sol no início da manhã e nem no final da tarde. Considerando o horário de início de luz solar igual a 8:30h e final de 16:30h, o Estimate determinou uma perda de 10,61%.

Já a perda pelo posicionamento ocorre quando os módulos, no Brasil, não estão posicionados para o norte inclinados com ângulo igual a latitude local [1]. A Figura 10, feita com o auxílio de um drone, mostra a orientação do telhado com relação ao norte. Pela análise da imagem da bússola, Figura 11, foi medido um ângulo azimutal de $\gamma = 17^\circ$ que junto com a inclinação do telhado de $\beta = 17^\circ$, foi determinada uma perda de geração de 0,33%.



Figura 10: Orientação do telhado da UC.

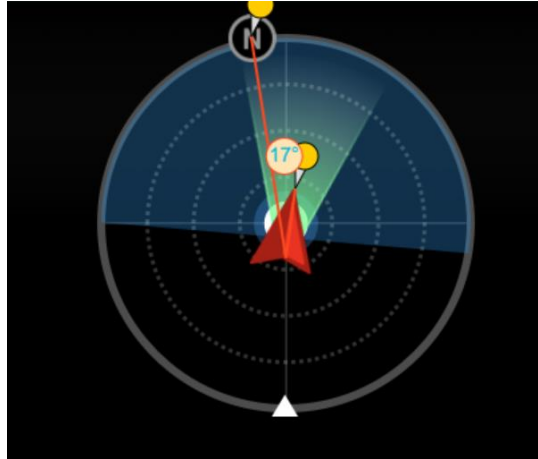


Figura 11: Análise do ângulo azimutal do local da instalação.

Por último, as perdas nos cabos ocorrem pelo efeito Joule, que converte a energia elétrica em calor. Para uma queda de tensão máxima admissível de 2%, uma distância do inversor até o medidor de energia de 9 m, uma tensão de linha de 220 V, uma potência CA de 5 kW e uma bitola de fio de 2,5 mm² a perda por cabos elétricos foi de 0,74%. Considerando todas as perdas, o valor total é igual a 11,69%, resultando em uma eficiência global, do sistema, de 88,31%.

2 Dimensionamento do Sistema Fotovoltaico

Este capítulo tem objetivo mostrar ao leitor os critérios de dimensionamento utilizados para determinar os componentes que integram a UF, tais como o modelo e número de módulos fotovoltaicos e a potência do inversor. Também serão feitos os dimensionamentos dos dispositivos de proteção, dos cabos cc e ca, aterramento e da estrutura de fixação dos módulos.

2.1 DIMENSIONAMENTO DOS MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

Os módulos fotovoltaicos (MFV) são dimensionados de acordo com a carga do cliente, as condições de irradiação solar da localidade e a eficiência da usina. Iniciando pela carga, de acordo com o perfil das duas residências do cliente, segundo a Tabela 3 e Tabela 4, o consumo médio diário total é igual a

$$C = 11,8 + 12,2 = 24 \text{ kWh/dia.}$$

A irradiação solar da cidade pode ser determinada pelo site do cresesb [2]. A da cidade de São Mateus possui o perfil conforme a Figura 12, resultando numa média de $5 \text{ kWh/m}^2\text{dia}$.

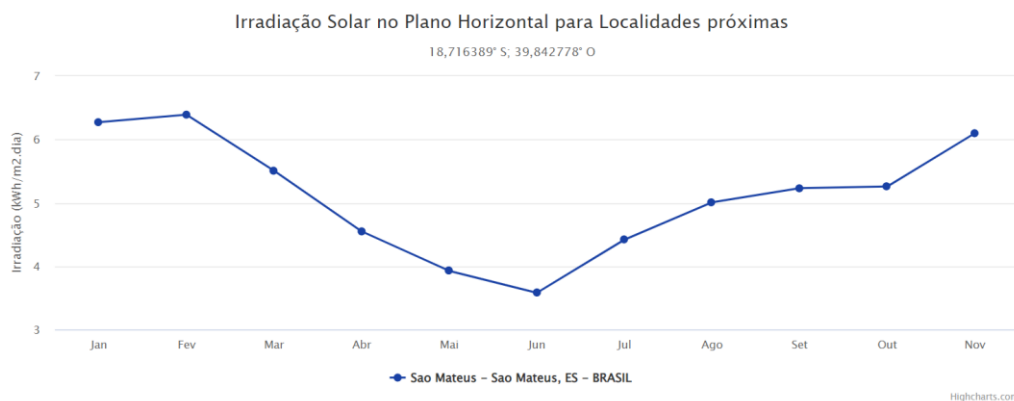


Figura 12: Irradiação solar para a cidade de São Mateus ES [2].

Já a eficiência da usina dependerá, dentre outros fatores, dos MFV. Para este projeto, foram escolhidos o da empresa Jinko, cujo *datasheet* encontra-se no anexo 6.1, com as seguintes propriedades:

- Marca: Jinko
- Potência nominal de pico: $540 W_p$
- Área: $2,578 \text{ m}^2$
- Eficiência: 20,94 %
- $I_{sc} = 13,85A$
- $V_{oc} = 49,42 V$

O número de módulos, N , necessários para atender a demanda energética do cliente vai depender da quantidade média de energia gerada por cada unidade. Esta quantidade depende da irradiação local, da área e da eficiência de cada MFV e das perdas do sistema, segundo a seção 1.3. Matematicamente temos que:

$$W_{\text{módulo}} = \text{Irradiação}_{\text{média}} \times \text{Área}_{\text{módulo}} \times \eta_{\text{módulo}} \times \text{Perdas}_{\text{sistema}}$$

onde $\eta_{\text{módulo}}$ é a eficiência do módulo.

Substituindo com os dados do módulo fotovoltaico e local de instalação, obtém-se,

$$W_{\text{modulo}} = 5,0 \times 2,578 \times 0,2094 \times 0,884 = 2,386 \frac{\text{kWh}}{\text{dia}}$$

O número de módulos necessários é determinado por:

$$N = \frac{C}{W_{\text{módulo}}}$$

Para o perfil de carga do cliente, serão necessários

$$N = \frac{24}{2,386} \approx 10$$

módulos para suprir a demanda energética.

2.2 DIMENSIONAMENTO DOS INVERSORES

O dimensionamento dos inversores precisa levar em conta a potência total, da corrente de curto-circuito e da tensão de circuito aberto dos MFV. É desejável que,

$$P_{\text{inversor}} > P_{\text{arranjo}}$$

$$I_{\text{inv}} > I_{\text{sc}}$$

$$V_{\text{inv}} > 1,2 \times V_{\text{oc}}$$

A potência total do arranjo vale

$$P_{\text{arranjo}} = N \times P_{\text{módulo}} = 10 \times 540 = 5,4 \text{ kW}$$

Considerando que os 10 módulos fotovoltaicos estarão dispostos em duas *strings* diferentes, cada uma ligada em entradas CCs independentes, as seguintes condições devem ser atendidas:

$$I_{\text{inv}} > I_{\text{sc}} > 13,85 \text{ A}$$

$$V_{\text{inv}} > 10 \times 1,2 \times V_{\text{oc}} > 593,04 \text{ V}$$

Um possível inversor que atenda as condições acima é o modelo PHN5000T-DS da fabricante PHB, conforme *datasheet* no anexo 6.2. Seguem os seus dados de etiqueta:

- Marca = PHB
- Modelo = PHB5000T-DS
- Potência = 5000 W
- Tensão de saída = 220 V F+F
- Tensão máxima CC = 600 V
- Corrente máxima CC = 13 A

Note que este inversor atende as condições de tensão, mas não atende a de corrente, porém, segundo o documento, Anexo 6.1, disponibilizado pelo próprio fabricante, este inversor é capaz de trabalhar com os MFV especificados acima. Já o critério de potência, temos que:

$$P_{inversor} < P_{arranjo} = 5,4 \text{ kW}$$

Para atendê-lo completamente, é necessário um inversor de potência maior, no entanto por conta da variação da irradiação ao longo do dia, sabe-se que, na maior parte do tempo que a usina estiver funcionando a potência gerada será menor que a de 5 kW. Assim, é justificável usar o inversor PHB5000T-DS mesmo que em alguns momentos ocorra a saturação da potência entregue.

2.3 DIMENSIONAMENTO DA PROTEÇÃO

O dimensionamento dos dispositivos de proteção pode ser dividido em duas partes: o referente a corrente contínua e o outro em alternada. O primeiro visa a proteção da parte do circuito contendo os MFV até o inversor e o segundo do inversor até as cargas da microgeração.

Proteção em CC

São possíveis equipamentos de proteção do lado CC: chave seccionadora, disjuntor, fusível e DPS. Estes são normalmente acondicionados dentro de caixas conhecidas como *string box* ou dentro do próprio inversor.

O dimensionamento da chave seccionadora, apresentado na Figura 13, deve levar em consideração a máxima tensão e corrente da *string*. Como os 10 MFV serão ligados em duas diferentes, os valores máximos de tensão e corrente são

$$V_{m\acute{a}x} = 5 \times 49,42 = 247,1 \text{ V}$$

$$I_{m\acute{a}x} = 13,8 \text{ A}$$

A chave seccionadora de 1000 V/32 A atende os requisitos.



Figura 13: Chave seccionador e DPS CC.

Já os fusíveis, apresentados na Figura 14, são instalados no polo positivo e negativo de cada *string*. Devem proteger contra curto-circuito, sobrecarga e quando houver um arranjo de MFV em paralelo, da corrente reversa. Os fusíveis adequados para o uso em sistemas fotovoltaicos são aqueles com a sigla gPV. O fusível deve suportar a corrente da *string* e ser menor que a capacidade do cabo. Comercialmente existe a opção de 15 A/1000 V.



Figura 14: Fusível CC.

Por fim, os DPSs são dimensionados de acordo com a tensão V_{oc} do circuito. Como há em cada *string* 5 MFV ligados em série, a maior tensão de circuito aberto será de:

$$V_{string} = 5 \times 49,42 = 247,1 \text{ V}$$

Existem no mercado opções que suportam uma tensão 300 V e uma corrente de surto de 20 kA. Este é a corrente que o dispositivo deve suportar sem se danificar.

Proteção CA

Dentre os dispositivos de proteção CA, estão incluídos o DPS, exibido em Figura 15 e o disjuntor. O dimensionamento do primeiro depende da tensão entre a fase e o terra. Para uma de 127 V, o DPS 175 V / 20 kA é adequado.



Figura 15: DPS CA

Já o dimensionamento do disjuntor, apresentado na Figura 16, é feito observando o seguinte critério:

$$I_{projeto} < I_{disjuntor} < I_{cabo}$$

onde $I_{projeto}$ é a corrente do lado CA considerando a potência máxima da usina, $I_{disjuntor}$ a corrente nominal do disjuntor e I_{cabo} a corrente que o cabo consegue conduzir com segurança. Este critério garante que em condições normais, ou seja, o circuito conduzindo uma corrente menor ou igual a de projeto, o disjuntor não abra o circuito. Também garante que, em caso de uma falha, o disjuntor desarme antes que a corrente exceda a capacidade de condução do cabo.

Como será visto na seção 2.5, a corrente de projeto é de 22,73 A. Para este valor, um cabo de 2,5 mm² seria adequado, pois possui uma capacidade de condução de 24 A, porém não há, no mercado, disjuntor com corrente nominal que atenda a condição acima. Quando isso acontece, deve-se aumentar a bitola do cabo. Para um de 4 mm² e capacidade de condução de 32 A, o disjuntor de 25 A é adequado.



Figura 16: Disjuntor CA

2.4 DIMENSIONAMENTO DOS CABOS C.C.

Os cabos CC são dimensionados de acordo com o tipo de instalação, temperatura ambiente e a corrente conduzida por ele. A seção dos cabos é determinada de acordo com a sua capacidade de condução, segundo a norma NBR 16612 [3].

O documento diz que quando o lado CC da instalação é protegido por dispositivos de proteção, a sua corrente nominal deve ser considerada como corrente de projeto, ou seja, aquela que o cabo deve suportar. Conforme a seção 2.3, a corrente nominal do fusível é de 15 A, então,

$$I_{projeto} = I_{n_{fusível}} = 15 A$$

A capacidade de condução de corrente muda de acordo como os cabos estão instalados. Para cabos unipolares encostados um ao outro na horizontal, instalados ao ar livre protegidos do sol, uma temperatura ambiente de 30 °C e uma corrente de projeto de 15 A, de acordo com a Tabela 10 em anexo 6.4, retirada da norma 16612, a seção dos cabos CC deve ser de 1,5 mm².

2.5 DIMENSIONAMENTO DOS CABOS C.A.

O inversor transforma a tensão da forma contínua para alternada, assim o cabeamento da saída da sua saída até o medidor é feito com cabos CA. O seu dimensionamento leva em conta três critérios: seção mínima, capacidade de condução de corrente e queda de tensão.

O critério de seção mínima determina que os circuitos, exceto os de iluminação, devem possuir cabos de no mínimo 2,5 mm². O de capacidade de corrente diz qual é a corrente máxima que o cabeamento deve ser capaz de conduzir segundo a forma como o circuito está instalado, a temperatura ambiente e o tipo do cabo. Por fim, o de queda de tensão diz o percentual máximo de redução no valor de tensão permitida no circuito.

Aplicando o segundo critério ao projeto deste trabalho, temos como forma de instalação os condutores em eletroduto aparente, que na norma NBR 5410 [4] é referenciada como B1. Para o cálculo da corrente de projeto, outras informações se fazem necessária, são elas:

- Potência CA (limitada pelo inversor): 5 kW
- Tensão RMS da linha: 220 V
- Distância ao medidor de energia: 9 m
- Temperatura ambiente: 30 °C
- Número de condutores carregados: 2
- Número de circuitos na linha elétrica: 1
- Fator de correção de temperatura: 1
- Fator de correção de agrupamento: 1

A corrente RMS nominal, para o circuito bifásico, é determinada por:

$$I = \frac{P}{V} = \frac{5000}{220} = 22,73 \text{ A}$$

Esta corrente deve ser corrigida por fatores que levam em consideração a temperatura ambiente (FT) e o agrupamento de circuitos dentro do eletroduto (FA). Para o projeto da usina, ambos os fatores são unitários. Assim temos:

$$I_{projeto} = I \times FT \times FA = 22,73 \times 1 \times 1 = 22,73 \text{ A}$$

De acordo com a Tabela 11 no Anexo 6.5 (adaptada da norma NBR 5410), a seção mínima pelo critério de capacidade de corrente é de $2,5 \text{ mm}^2$.

Para o critério de queda de tensão, leva-se em conta a resistência elétrica do circuito, assim como a corrente de projeto. Para uma queda de tensão máxima de 2% e uma distância do inversor ao medidor de 9 m, temos que a impedância mínima nestas condições vale,

$$Impedância_{mínima} = \frac{\frac{V \times 2\%}{I_{projeto}}}{d} = \frac{\frac{220 \times 0,02}{22,73}}{9/1000} = 21,51 \frac{V}{A \cdot Km}$$

onde d é a distância ao medidor em quilômetros.

Pela Tabela 12 contida em Anexo 6.6, a seção mínima para o cabo cobrecom Flexicom 450/750V (condutor + isolação PVC) é de 1 mm^2 .

O cabo CA utilizado é escolhido para o pior caso considerando os 3 critérios. Assim a seção do cabo seria de $2,5 \text{ mm}^2$, porém como foi discutido na seção 2.3, para um disjuntor CA de 25A o cabo de menor bitola possível é o de 4 mm^2 .

2.6 ATERRAMENTO

O sistema de aterramento da usina será a do tipo TT. Para isso as massas serão diretamente aterradas às hastes de aterramento utilizando cabos de 6 mm^2 . Da mesma forma, os dispositivos de proteção também serão ligados diretamente às hastes de aterramento por um condutor independente de 6 mm^2 , conforme a Figura 17.

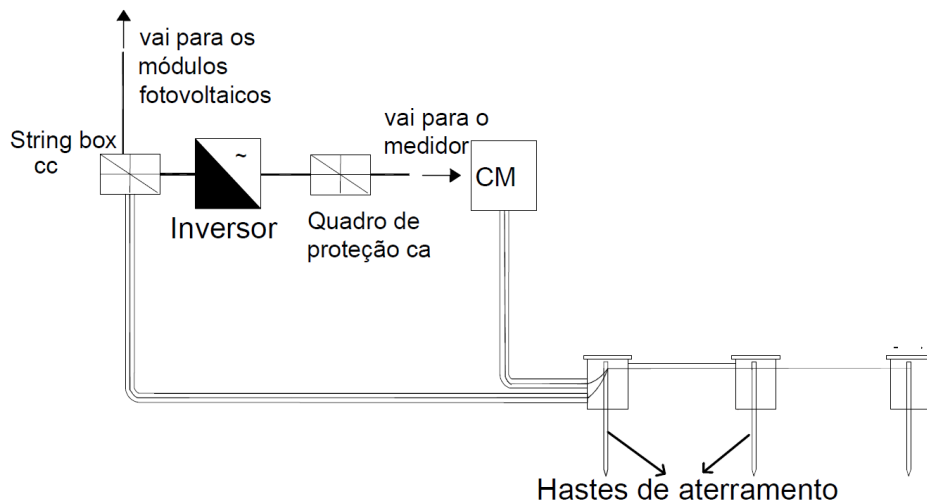


Figura 17: Esquema de aterramento da usina fotovoltaica. A caixa do medidor é indicada na figura como "CM".

Ao todo serão 3 hastes de 2,5 m colocadas cada uma em 1 metro de distância uma da outra. As hastes serão interligadas utilizando cabo de cobre nu de 50 mm²

Por fim, o aterramento da usina será interligado à barra de equipotencialização do aterramento da unidade consumidora por um cabo de cobre de 6 mm², conforme orientação da norma da concessionária que se baseia na norma NBR 16690 [5].

2.7 ESTRUTURA DE FIXAÇÃO

Os MFVs serão instalados sobre o teto da casa do cliente e serão acondicionados sobre trilhos de alumínio, apresentados na Figura 18, um na parte superior e outro na inferior. Serão fixados a ele por meio de grampos de fixação em 4 pontos distintos, conforme mostra a Figura 19 e a Figura 20.



Figura 18: Trilhos de alumínio onde serão colocados os MFV. Fonte: [6].



Figura 19: Grampos para fixar os MFV aos trilhos. Fonte: [6].

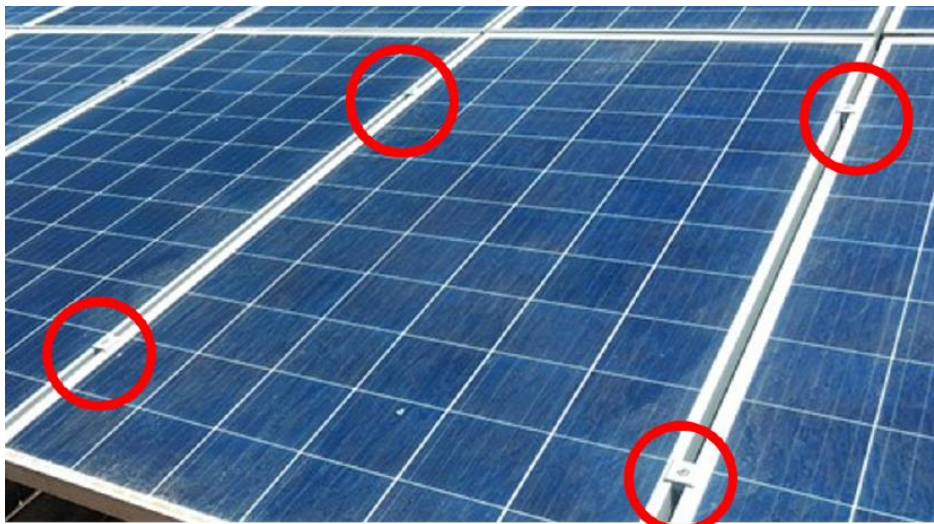


Figura 20: Pontos de fixação dos MFV ao trilho. Fonte: [6].

Cada tipo de telhado está sujeito a um tipo de armação para fixar estas estruturas descritas acima. Para telhados coloniais, elas serão fixadas diretamente no caibro do telhado, como mostra a Figura 21. É importante que a parte da estrutura onde será fixada o trilho, deve passar por cima da capa da telha, de modo semelhante à Figura 22, evitando assim a entrada de água.



Figura 21: Estrutura de fixação para telhados do tipo colonial. Fonte: [6].



Figura 22: Detalhe da instalação em telhado colonial. Fonte: [6].

2.8 ESTUDO DE CASO

Para o dimensionamento do sistema fotovoltaico, foram solicitadas as contas de energia dos dois imóveis do cliente. Ao analisá-las economicamente utilizando a metodologia exposta no capítulo 3, os gastos anuais não justificam o investimento em uma UF, porém é possível que ao instalá-la, se incentive um aumento nas cargas instaladas e no consumo energético. Por exemplo, a instalação de um ar-condicionado de 7500 BTUs sendo utilizado 30 dias por mês e 8h por dia, gera um aumento de carga de,

$$E = 1000 \times 30 \times 8 = 240 \text{ kWh}$$

Para este aumento nas duas moradias, excluindo os meses de inverno, a previsão de consumo de cada imóvel passaria a ser de:

Tabela 5: Previsão de consumo mensal do imóvel 01 após instalação do ar-condicionado

Imóvel 01 (c/ ar-condicionado)	
Mês	kWh
Janeiro	402
Fevereiro	452
Março	454
Abril	455
Maió	422
Junho	405
Julho	165
Agosto	149
Setembro	176
Outubro	419
Novembro	403
Dezembro	387
Consumo médio por dia (kwh/dia)	11,8

Tabela 6: Previsão de consumo mensal do imóvel 02 após instalação do ar-condicionado

Imóvel 02 (c/ ar-condicionado)	
Mês	kWh
Janeiro	448
Fevereiro	446
Março	497
Abril	524
Maió	477
Junho	440
Julho	178
Agosto	98
Setembro	145
Outubro	408
Novembro	406
Dezembro	403
Consumo médio por dia (kwh/dia)	12,2

Para este novo perfil de consumo, a análise econômica, feita no capítulo 3, mostrou que o investimento na usina é viável financeiramente.

3 Análise de Viabilidade Econômica

Este capítulo tem como objetivo verificar a viabilidade econômica da implantação da usina fotovoltaica nas unidades consumidoras tratada neste projeto. A análise financeira não é única e o texto abaixo trata dos critérios adotados para classificar a viabilidade econômica do projeto, assim como as suas particularidades como suas receitas e despesas. Por fim, o estudo do fluxo de caixa mostra a taxa de retorno do investimento e o tempo que ele leva para dar retorno ao cliente.

3.1 PERCENTUAL DE REDUÇÃO DO CONSUMO

A energia gerada nas usinas pertencentes às UC é transformada em crédito que depois é descontado da energia consumida de todos os imóveis registrados com o mesmo CPF. Assim, ao ter acesso à conta do cliente e a previsão da quantidade de energia gerada pela usina é possível calcular o percentual de redução do consumo de energia.

O custo médio mensal do cliente de acordo com a Tabela 3 e Tabela 4 e a Figura 3 e Figura 4 vale:

$$Custo = (357 + 373) \times 0,61 + 29,21 + 10,15 = R\$484,66$$

onde 0,61 é o preço do quilowatt e 29,21 e 10,15 são as taxas de iluminação pública das cidades de São Mateus e Vitória respectivamente.

De acordo com a seção 2.1, cada módulo produz, para a localidade de São Mateus, uma quantidade média diária de 2,375 kWh/dia, assim a produção mensal média da usina é igual a

$$E_{usina} = 30 \times 10 \times 2,386 = 715,8 \text{ kWh}$$

Mesmo que a usina gere mais energia que o que foi consumido, a concessionária cobra do cliente uma quantidade mínima de quilowatt-hora dependendo da modalidade de distribuição de cada UC. Para o imóvel 01, bifásico, é igual a 50 kWh e para o imóvel 02, monofásico, 30 kWh.

Como o consumo de energia do cliente,

$$357 + 373 = 730 \text{ kWh}$$

menos a produção da usina, E_{usina} , é menor que a energia mínima cobrada,

$$730 - 715,8 < (50 + 30),$$

o custo para o cliente após a usina ser implantada será de

$$Custo_{depois} = (50 + 30) * 0,61 + 29,21 + 10,15 = R\$88,16$$

A redução de custo percentual será igual a

$$\frac{484,66 - 88,16}{484,66} \times 100 = 81,80\%$$

3.2 ANÁLISE DE DESPESAS: MANUTENÇÃO, LIMPEZA, CONCESSIONÁRIA, TROCA DE EQUIPAMENTOS

Uma das partes que compõem a viabilidade financeira de um projeto é a análise das despesas. A principal e maior delas é com o material necessário para o funcionamento da usina, como os MFV, inversor, cabos, dispositivos de proteção etc. Estes equipamentos foram orçados na plataforma da PHB Solar por um preço de

$$Custo_{equipamentos} = R\$19.700,00$$

Para a realização da usina, há também despesas com mão de obra, calculada como sendo 1R\$/W produzido. Assim

$$Custo_{mão\ de\ obra} = R\$5.000,00$$

A implantação da usina possui um custo total de:

$$Custo_{total} = R\$24.700$$

A análise das despesas deve levar em conta os custos com manutenção, limpeza e reajuste de tarifas. Assim, além do $custo_{total}$ também foram considerados:

- Custo de limpeza – R\$450,00 por ano com reajuste anual de 5%;
- Perda de eficiência dos módulos de 1% ao ano;
- Uma eficiência de 88,32% do sistema;
- Uma tarifa de R\$0,61 por kWh e as tarifas de iluminação pública, de R\$29,21 para a moradia 01 e de R\$10,15 para a segunda, sendo reajustadas a 5% ao ano;
- Uma taxa de consumo mínima de 50 kWh para a moradia 01 e de 30 kWh para a segunda;
- O cliente está pagando à vista o custo da usina;
- Em 10 anos o inversor deverá ser substituído por um preço de R\$4578,40.

3.3 FLUXO DE CAIXA

O fluxo de caixa do projeto é feito levando-se em consideração as despesas e as receitas geradas pela usina. Para o primeiro ano, o cliente terá como despesas o custo da usina, acrescidos de mão de obra, taxa mínima de energia, iluminação pública mais o custo com limpeza, totalizando

$$Despesas = 24700 + 472,3 + 586 + 450 = R\$26.208,30$$

Já a receita vem dos créditos relacionados à produção da usina. Para uma produção anual de 8709 kWh, temos

$$Receita = 8709 \times 0,61 = R\$5313,00$$

Assim, para o primeiro ano o fluxo de caixa foi de

$$Fluxo\ de\ caixa = 5313,00 - 26208,3 = -R\$20895,3$$

Considerando as taxas anuais de reajuste nas tarifas e serviços e a perda de eficiência discutidas na seção anterior, assim como a troca do inversor no décimo ano, o fluxo de caixa anual do projeto para os primeiros 10 anos está organizado na Tabela 7

Tabela 7: Fluxo de caixa anual para os primeiros 10 anos.

Anos	Fluxo de Caixa	Saldo Acumulado	Fluxo Descontado
1	- 20.895	- 20.895	- 20.895
2	4.027	- 16.868	- 17.201
3	4.228	- 12.640	- 13.642
4	4.440	- 8.201	- 10.214
5	4.662	- 3.539	- 6.912
6	4.895	1.355	- 3.731
7	5.139	6.495	- 666
8	5.396	11.891	2.286
9	5.666	17.557	5.130
10	5.190	22.747	7.519

onde a formatação em vermelho indica valores negativos de fluxo de caixa.

A coluna "fluxo descontado" tem os valores calculados utilizando o princípio do valor presente líquido (VPL) [7], que faz o reajuste monetário dos fluxos de caixa em períodos futuros utilizando uma taxa mínima de atratividade (TMA) de 9%. Matematicamente esta coluna pode ser escrita como

$$Fluxo\ descontado = FC_0 + \sum_{n=1}^n \frac{FC_n}{(1 + TMA)^n}$$

onde FC_0 é o fluxo de caixa inicial, FC_n o fluxo de caixa no ano n e TMA a taxa mínima de atratividade.

3.4 ANÁLISE DA VIABILIDADE

Para a análise de viabilidade, foram usados três parâmetros econômicos. A TMA representa o mínimo que um investimento deve ser remunerado para que seja considerado viável economicamente [7]. Para este projeto, foi considerado uma TMA de 9%.

O TIR representa a taxa de juros que o capital investido no projeto estaria sujeito para que o valor presente líquido do fluxo de caixa acumulado num período de n anos seja zero, ou seja, a taxa que o projeto se pagaria no período considerado [7].

Por fim, o terceiro parâmetro é o tempo de retorno de capital, do inglês *Payback*, e trata do tempo que o investidor levaria para recuperar o dinheiro investido. Existem duas versões, o simples e o descontado. O primeiro não leva em consideração a desvalorização do capital nos anos futuros e o segundo utiliza a metodologia do VPL para corrigir os fluxos de caixa futuros.

Para um período de 10 anos, os parâmetros financeiros, descritos acima, para este projeto estão dispostos na Tabela 8.

Tabela 8: Parâmetros financeiros do projeto em um período de 10 anos.

VPL (TMA = 9%)	R\$ 7.853
TIR	16,96%
Payback Simples	4,7
Payback Descontado	6,2

Fazendo a análise do resultado acima, o investimento na usina tem um retorno anual de 16,96%. Considerando a taxa Selic de 2021 de 9,25% [8], o projeto é considerado viável economicamente. Além disso, para uma TMA de 9%, o projeto teve um *payback* simples de aproximadamente 5 anos e um descontado de 6.

Para efeito de comparação, a análise financeira, realizada para o caso que ainda não havia a expansão das cargas, resultou nos seguintes resultados, conforme a Tabela 9.

Tabela 9: Parâmetros financeiros do projeto, antes da expansão de cargas, em um período de 10 anos.

VPL (TMA = 9%)	R\$ -6.105
TIR	-2,62%
Payback Simples	>10
Payback Descontado	>10

Nota-se que para o período de 10 anos o investimento ainda dará prejuízo. Para este caso, é mais interessante para o cliente buscar outras formas de investimento mais rentáveis.

4 Projeto Elétrico

Neste capítulo serão apresentadas as partes que compõem o projeto elétrico da usina fotovoltaica, como a planta de localização, os diagramas unifilar, multifilar e o memorial descritivo.

4.1 PLANTA DE LOCALIZAÇÃO

A usina fotovoltaica será instalada sobre o telhado de uma casa de dois andares localizada na rua Guilherme Bisaro, 53 – Arnaldo Bastos. CEP: 29934-130. São Mateus – ES. Coordenadas: $18^{\circ}42'58.9''S$ $39^{\circ}50'33.6''O$. O local da instalação pode ser visto na Figura 23 junto com a planta de localização, Figura 24.



Figura 23: Vista aérea do local de instalação



Figura 24: Planta de localização da usina fotovoltaica.

4.2 PROJETO ELÉTRICO: DIAGRAMA UNIFILAR

Com o objetivo de simplificar e generalizar o entendimento dos projetos elétricos fotovoltaicos, símbolos gráficos são utilizados para representar os diversos componentes destes sistemas. Toda planta elétrica deve conter: margem, conforme norma; etiqueta com todas as identificações do proprietário e informações básicas; legenda com a simbologia e especificação técnica; esquema unifilar ou multifilar, quando aplicável; detalhes de montagem, quando necessário; e especificação dos componentes elétricos. A Figura 25 apresenta a simbologia e a legenda comumente adotada em projetos elétricos fotovoltaicos.

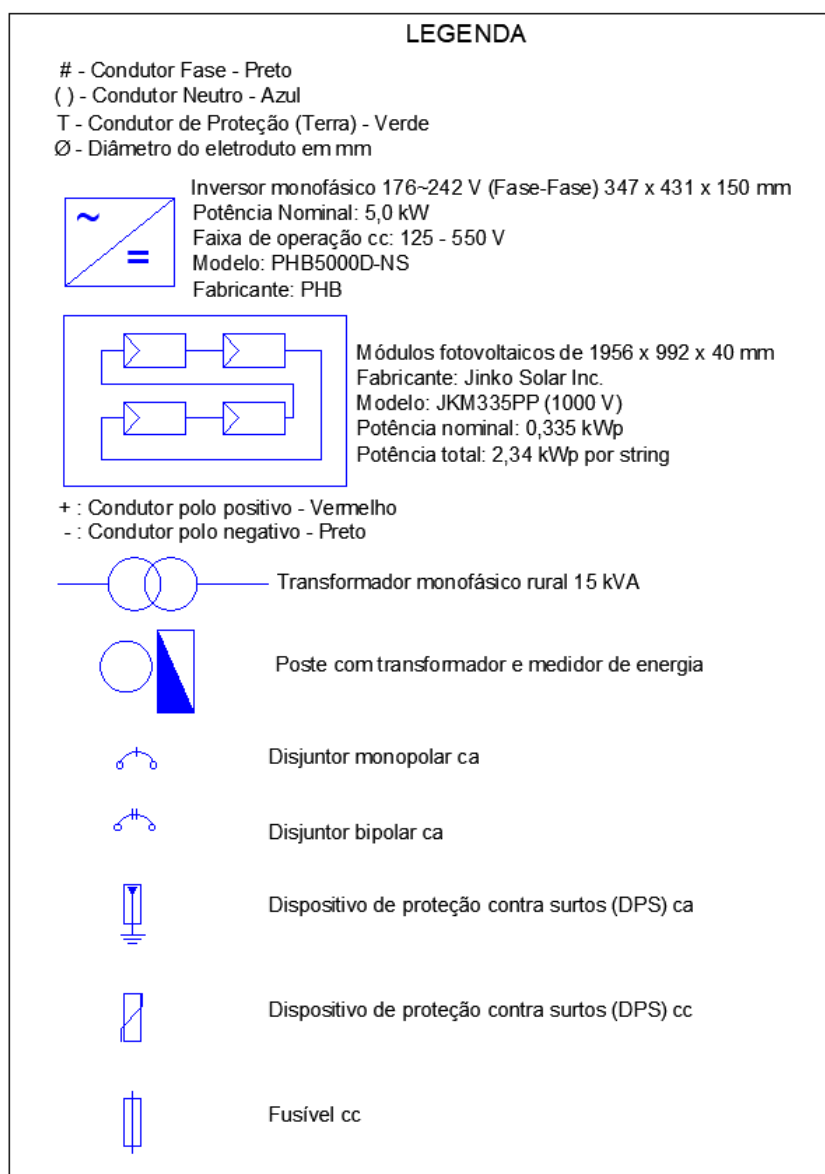
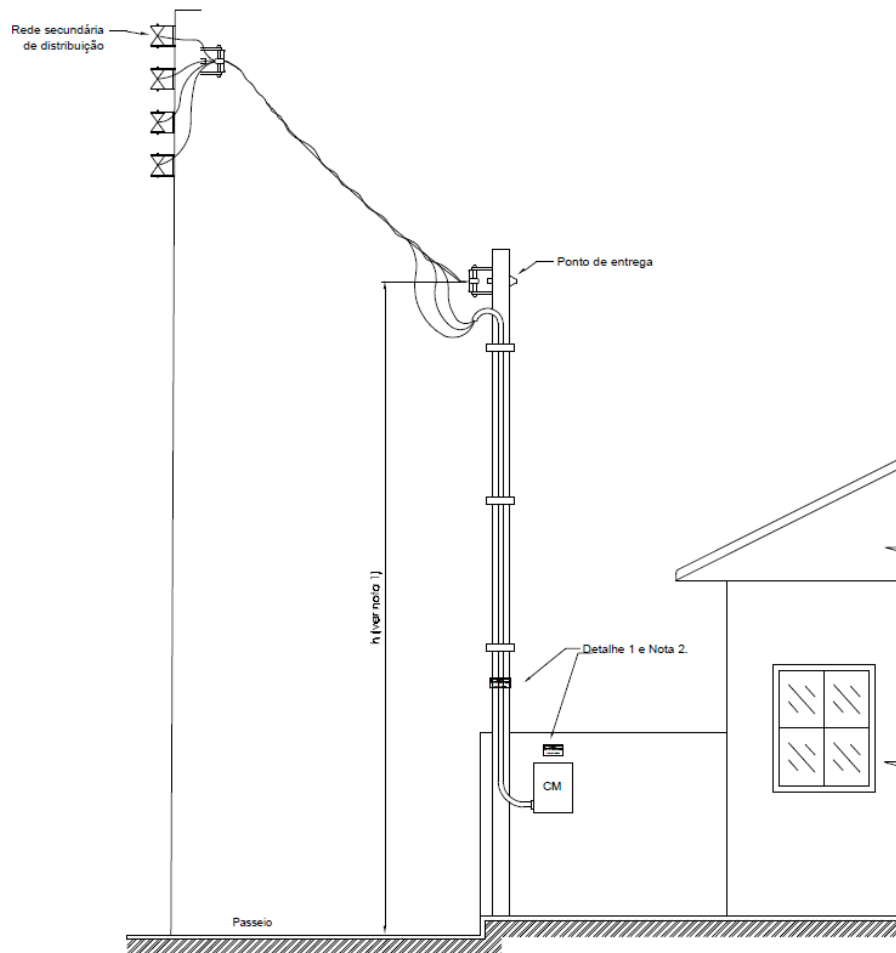


Figura 25: Simbologia e legenda utilizada no projeto da usina fotovoltaica.

O sistema de medição de energia deve ser bidirecional para as unidades consumidoras (UC) que aderirem ao sistema de compensação de energia. A energia ativa injetada e a consumida da rede são apuradas, para gerar descontos e créditos na fatura de energia da UC.

Antes da adesão ao sistema de compensação de energia, o padrão de entrada da unidade consumidora deve estar de acordo com as normas das concessionárias competentes. No caso da EDP, a norma de distribuição PT.DT.PDN.03.14.012, precisa ser atendida para o acesso à rede de distribuição. A Figura 26 apresenta o padrão de entrada de acordo com as exigências da EDP. Caso seja constatado qualquer procedimento irregular do padrão de entrada, ele deve ser readequado.



1. A altura mínima deve ser igual a 6,00 m.

Figura 26: Padrão de entrada com caixa de medição e medidor bidirecional.

Um método de isolamento e seccionamento do equipamento de interface com a rede deve ser disponibilizado, para o projeto deste trabalho, o dispositivo seccionador encontra-se no painel de proteção ca, conforme será visto mais adiante na Figura 28. Além disso, junto ao padrão de entrada de energia próximo à caixa de medição, deverá ser instalada uma placa de advertência conforme mostrado na Figura 27. Para a informação de endereço, é suficiente o nome da rua ou avenida e o número.



Figura 27: Placa de advertência que deve ser instalada na usina FV, próxima à caixa de medição (medidas 20 x 15 cm).

O planejamento de interconexão dos diversos componentes do sistema de forma eficiente; a adequação do projeto com relação aos requisitos de segurança sob ponto de vista elétrico; e a verificação do cumprimento das normas e regulamentos técnicos aplicáveis constituem o projeto elétrico de uma usina FV. A escolha do tipo de condutores e bitola, dimensionamento do arranjo e inversores FV, especificação dos dispositivos de proteção e representação em planta baixa fazem parte das etapas do projeto elétrico.

A Figura 28 **Erro! Fonte de referência não encontrada.** apresenta o diagrama unifilar da instalação elétrica bifásica (2F+N) com tensão fase-fase (ou de linha) de 220 V eficaz. Uma usina solar fotovoltaica é conectada à esta UC, de onde as seguintes características elétricas do sistema podem ser enumeradas:

- ✓ Disjuntor bipolar ca de 50 A do padrão de entrada;
- ✓ Carga instalada existente na unidade consumidora de 15 kW;
- ✓ Condutores ca fase de bitola 16 mm² e neutro 16 mm², isolação PVC 500 V em eletrodutos de 32 mm, no padrão de entrada;
- ✓ Medidor de energia bidirecional;
- ✓ Dispositivo de proteção contra surtos de 175 V (fase-terra), classe 2, corrente nominal (corrente projetada, na qual é capaz de desviar para o aterramento de proteção) de 20 kA;
- ✓ Condutores CA fase de bitola 4 mm², isolação PVC 500V, dispostos em eletroduto de 16 mm (conecta a saída CA do inversor ao quadro geral da instalação);
- ✓ Disjuntor CA de 25 A no lado CA da proteção;
- ✓ Condutores CC polos positivo e negativo de bitola 1,5 mm², isolação XLPE 1000V (conecta o arranjo FV à entrada CC do inversor);
- ✓ Dispositivo de seccionamento CC de 15 A, tensão máxima de 1000 V de isolação no lado CC da string box;
- ✓ Dispositivo de proteção contra surtos CC de 300 V, classe 2, corrente nominal (corrente projetada, na qual é capaz de desviar para o aterramento de proteção) de 20 kA;
- ✓ Inversor FV 5 kW CA, 220V CA, e faixa de operação CC 80-550V, com dois MPPTs;

- ✓ Módulos fotovoltaicos 540 Wp dispostos em duas strings de 5 módulos FV cada, totalizando 5,4 kWp de potência cc instalada.

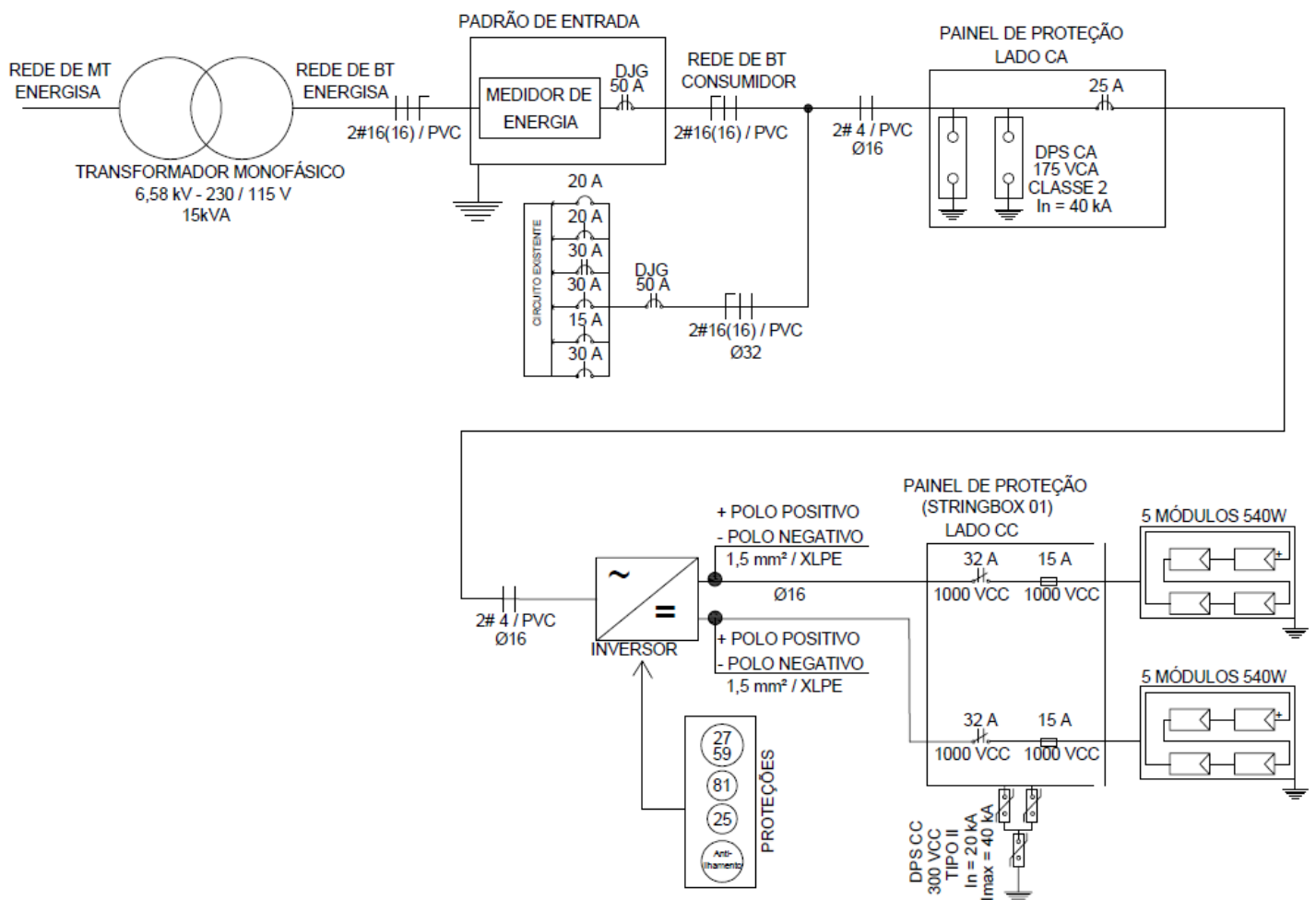


Figura 28: Diagrama unifilar da UC após a instalação da usina solar fotovoltaica.

4.3 PROJETO ELÉTRICO: DIAGRAMA MULTIFILAR

A Figura 29 apresenta o diagrama multifilar da UC, com enfoque nas ligações elétricas entre os componentes da usina solar fotovoltaica. Este diagrama traduz fielmente as conexões efetuadas no ato da instalação física do sistema.

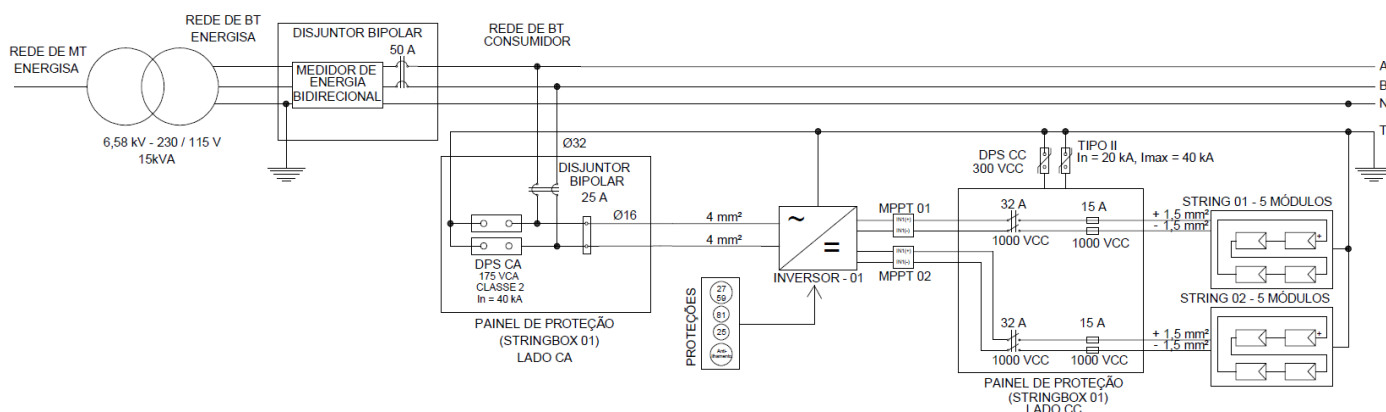


Figura 29: Diagrama multifilar da UC após a instalação da usina solar fotovoltaica.

4.4 MEMORIAL DESCRITIVO

Dados do projetista

Nome: Estevão Modolo de Souza

Registro CREA: ES-026383/D

Dados da unidade consumidora

Nome do titular da unidade consumidora: Valdecir Umberto Formigoni

Classe:

Endereço: Rua Guilherme Bisaro, 53 – Arnaldo Bastos. CEP: 29934-130. São Mateus – ES.

Coordenadas: 18°42'58.9"S 39°50'33.6"O

Tipo de unidade consumidora: residência

Padrão de Entrada

A unidade consumidora é ligada em ramal de ligação em baixa tensão, através de um circuito bifásico à três condutores, sendo dois condutores FASE de diâmetro nominal 16 mm² e um condutor NEUTRO de diâmetro nominal 16 mm², com tensão de atendimento em 127 V, derivado de uma rede aérea de distribuição secundária da EDP no estado do Espírito Santo.

Levantamento do consumo mensal: Conforme a Tabela 5 e a Tabela 6

Dimensionamento dos MFV

Conforme seção 2.1.

Fabricante	Jinko
Modelo	JKM540M
Potência nominal – Pn [W]	540

Tensão de circuito aberto – Voc [V]	49,42
Corrente de curto circuito – Isc [A]	13,85
Tensão de máxima potência – Vpmp [V]	40,70
Corrente de máxima potência – Ipmp [A]	13,27
Eficiência [%]	20,94
Comprimento [m]	2,274
Largura [m]	1,134
Área [m ²]	2,578
Peso [kg]	28,9
Quantidade	10
Potência do gerador [kW]	5,4

Dimensionamento do inversor

Conforme seção 2.2.

Fabricante	PHB
Modelo	PHB5000T-DS
Quantidade	1
Entrada	
Potência nominal – Pn [kW]	5
Máxima potência na entrada CC – Pmax-cc [kW]	7,8
Máxima tensão CC – Vcc-máx [V]	600
Máxima corrente CC – Icc-máx [V]	13
Máxima tensão MPPT – Vpmp-máx [V]	550
Mínima tensão MPPT – Vpmp-min [V]	85
Tensão CC de partida – Vcc-part [V]	80
Quantidade de Strings	2
Quantidade de entradas MPPT	2
Saída	
Potência nominal CA – Pca [kW]	5
Máxima corrente na saída CA – Imáx-ca [A]	22,8
Tensão nominal CA – Vnon-ca [V]	208, 220, 230, 240 e 254
Frequência nominal – Fn [Hz]	60
THD de corrente [%]	<3%
Fator de potência	Unitário(0,8 capacitivo / 0,8 indutivo)
Tipo de conexão – número de fases + neutro + terra	MC4 2F+N
Eficiência máxima [%]	97,8%

Estrutura de Fixação

Conforme seção 2.7.

Dispositivos de Proteção

Conforme seção 2.3.

Fusíveis

- Tipo: CC
- Corrente nominal: 15 A
- Tensão máxima: 1000 V

DPS

- Tipo: CC
- Classe: 2
- Tensão CC: 300 V
- Corrente nominal: 20 kA
- Corrente máxima: 40 kA
- Tipo: CA
- Classe: 2
- Tensão CA: 175 V
- Corrente nominal: 20 kA
- Corrente máxima: 40 kA

Chave Seccionadora

- Tipo: CC
- Tensão máxima: 1000 V
- Corrente máxima: 32 A

Disjuntor

- Tipo: CA
- Número de polos: 2
- Corrente nominal: 25 A
- Curva: C

Aterramento

Conforme seção 2.6.

Previsão da produção energética da usina solar fotovoltaica anual

A produção anual prevista é dada por,

$$Produção_{anual} = Produção_{diária} \times 365$$

$$Produção_{anual} = 23,86 \times 386 = 9209,96 \text{ kWh.}$$

5 Referências Bibliográficas

J. T. Pinho e M. A. Galdino, Manual de engenharia para sistemas fotovoltaicos, CRESESB, 2014.

"Centro de Referência para as Energias Solar e Eólica Sérgio de S. Brito," [Online]. Available: <http://www.cresesb.cepel.br/>. [Acesso em 02 02 2022].

A. B. D. N. TÉCNICAS, "NBR 16612," Rio de Janeiro, 2020.

A. B. D. N. TÉCNICAS, "NBR 5410," Rio de Janeiro, 1997.

A. B. D. N. TÉCNICAS, "NBR 16690," Rio de Janeiro, 2019.

H. A. Pereira e J. M. S. Callegari, ELT 567 REGULAMENTAÇÃO E PROJETO DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS CONECTADOS À REDE ELÉTRICA, Viçosa: UFV, 2021.

Wladimir, "WR| Prates," 2016. [Online]. Available: https://www.wrprates.com/o-que-e-vpl-valor-presente-liquido/#Formula_do_VPL. [Acesso em 02 09 2018].

H. Ferrari, "Poder 360," 8 12 2021. [Online]. Available: <https://www.poder360.com.br/economia/taxa-selic-fecha-2021-aos-925-ao-ano-o-maior-patamar-desde-2017/#:~:text=publicidade-,Taxa%20Selic%20fecha%202021%20aos%209%2C25%25%20ao%20ano%2C,o%20maior%20patamar%20desde%202017&text=O%20Comit%3%AA%20de%20Pol%3%A>. [Acesso em 27 1 2022].

6 Anexos

6.1 Datasheet dos módulos fotovoltaicos

www.jinkosolar.com

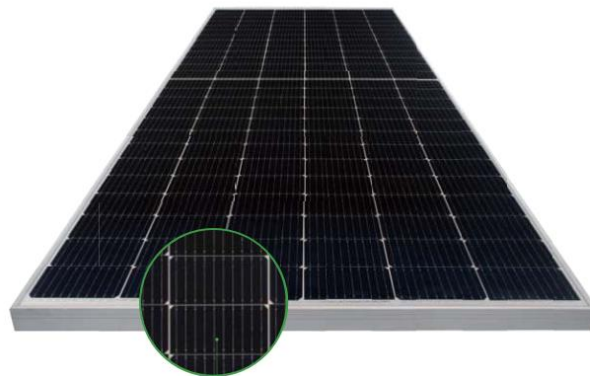


Tiger Pro 72HC 530-550 Watt MONO-FACIAL MODULE

P-Type

Positive power tolerance of 0~+3%

- IEC61215(2016), IEC61730(2016)
- ISO9001:2015: Quality Management System
- ISO14001:2015: Environment Management System
- ISO45001:2018 Occupational health and safety management systems



MBB HC Technology

Key Features



Multi Busbar Technology
Better light trapping and current collection to improve module power output and reliability.



Durability Against Extreme Environmental Conditions
High salt mist and ammonia resistance.



Reduced Hot Spot Loss
Optimized electrical design and lower operating current for reduced hot spot loss and better temperature coefficient.



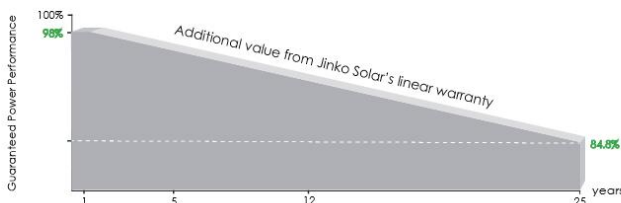
Enhanced Mechanical Load
Certified to withstand: wind load (2400 Pascal) and snow load (5400 Pascal).



Longer Life-time Power Yield
0.55% annual power degradation and 25 year linear power warranty.



LINEAR PERFORMANCE WARRANTY

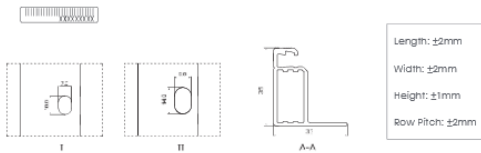
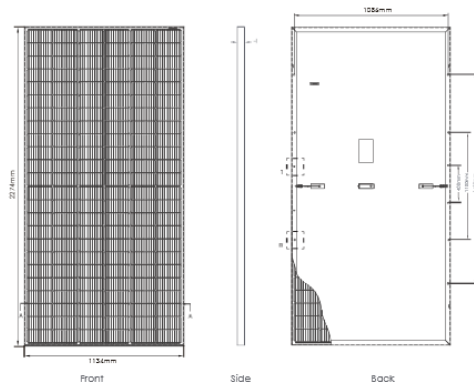


12 Year Product Warranty

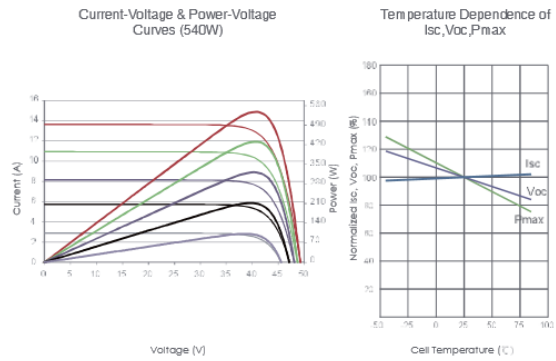
25 Year Linear Power Warranty

0.55% Annual Degradation Over 25 years

Engineering Drawings



Electrical Performance & Temperature Dependence



Mechanical Characteristics

Cell Type	P type Mono-crystalline
No. of cells	144 (6×24)
Dimensions	2274×1134×35mm (89.53×44.65×1.38 inch)
Weight	28.9 kg (63.7 lbs)
Front Glass	3.2mm, Anti-Reflection Coating, High Transmission, Low Iron, Tempered Glass
Frame	Anodized Aluminium Alloy
Junction Box	IP68 Rated
Output Cables	TUV 1×4.0mm ² (+): 400mm, (-): 200mm or Customized Length

Packaging Configuration

(Two pallets = One stack)
31 pcs/pallets, 62 pcs/stack, 620 pcs/ 40'HQ Container

SPECIFICATIONS

Module Type	JKM530M-72HL4		JKM535M-72HL4		JKM540M-72HL4		JKM545M-72HL4		JKM550M-72HL4	
	JKM530M-72HL4-V	JKM535M-72HL4-V	JKM540M-72HL4-V	JKM545M-72HL4-V	JKM550M-72HL4-V	JKM530M-72HL4-V	JKM535M-72HL4-V	JKM540M-72HL4-V	JKM545M-72HL4-V	JKM550M-72HL4-V
	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT
Maximum Power (Pmax)	530Wp	394Wp	535Wp	398Wp	540Wp	402Wp	545Wp	405Wp	550Wp	409Wp
Maximum Power Voltage (Vmp)	40.56V	37.84V	40.63V	37.91V	40.70V	38.08V	40.80V	38.25V	40.90V	38.42V
Maximum Power Current (Imp)	13.07A	10.42A	13.17A	10.50A	13.27A	10.55A	13.36A	10.60A	13.45A	10.65A
Open-circuit Voltage (Voc)	49.26V	46.50V	49.34V	46.57V	49.42V	46.65V	49.52V	46.74V	49.62V	46.84V
Short-circuit Current (Isc)	13.71A	11.07A	13.79A	11.14A	13.85A	11.19A	13.94A	11.26A	14.03A	11.33A
Module Efficiency STC (%)	20.55%		20.75%		20.94%		21.13%		21.33%	
Operating Temperature (°C)	-40°C ~ +85°C									
Maximum system voltage	1000/1500VDC (IEC)									
Maximum series fuse rating	25A									
Power tolerance	0~+3%									
Temperature coefficients of Pmax	-0.35%/°C									
Temperature coefficients of Voc	-0.26%/°C									
Temperature coefficients of Isc	0.048%/°C									
Nominal operating cell temperature (NOCT)	45±2°C									

*STC: ☀ Irradiance 1000W/m² 🌡 Cell Temperature 25°C ☁ AM=1.5
 NOCT: ☀ Irradiance 800W/m² 🌡 Ambient Temperature 20°C ☁ AM=1.5 🌀 Wind Speed 1m/s

©2020 Jinko Solar Co., Ltd. All rights reserved.
 Specifications included in this datasheet are subject to change without notice.

JKM530-550M-72HL4-(V)-F1-EN

6.2 Datasheet do inversor



Adequado para sistemas residenciais e comerciais. Possui design moderno e inovador que facilita o manuseio e instalação.

PHB5000T-DS INVERSOR FOTOVOLTAICO

Atende as Normas: ABNT NBR 16149; ABNT NBR 16150; ABNT NBR IEC 62116.

Possui a garantia de 7 anos* para defeito de fabricação. (consulte o termo de garantia).

Características Principais:

- ✓ Alta Eficiência;
- ✓ Monitoramento incorporado;
- ✓ Design de baixo ruído e sem ventilador;
- ✓ String Box integrada, reduzindo tempo e área de instalação.

**Válida para aquisição a partir de julho de 2021.*

EXCELENTE DESEMPENHO

- ✓ Eficiência máxima de até 97,8%
- ✓ Eficiência do MPPT > 99,9%
- ✓ THDi menor que 3%
- ✓ Tensão de partida 80V
- ✓ Duplo MPPT
- ✓ Compatível com módulos bifaciais

ALTA SEGURANÇA

- ✓ IP65 anti-poeira e à prova d'água
- ✓ Atende as normas brasileiras
- ✓ Atende as tensões módulo B PRODIST
- ✓ Registro do Inmetro;

PHB5000T-DS - 002100/2021

PROJETO ORIENTADO PARA O CLIENTE

- ✓ LCD em português
- ✓ Fácil e rápida instalação
- ✓ Peso 13 kg
- ✓ Adequado para instalações, residenciais e comerciais
- ✓ Interface de comunicação: RS485, USB e WI-FI
- ✓ String Box integrada



Rua São Bernardino nº 12
Pq. Anhanguera - CEP: 05120-050
São Paulo - SP



(11) 3648-7830
contato@phb.com.br



Dados técnicos

A PHB Solar mantém uma estrutura de equipamentos calibrados, "setups" de testes e técnicos treinados, para proporcionar aos seus clientes um rápido serviço de reparo.

Dados da Entrada CC	
Modelos	PHB5000T-DS
Max. Tensão CC [V]	600
Faixa de Operação SPMP [V]	80-550
Tensão CC de Partida [V]	80
Corrente CC Máxima [A]	13/13
Número de Strings / MPPT	2 / 2
Conector CC	MC4
String Box Integrada	Interruptor / Seccionador CC (IEC60947-1 e IEC60347-3) e DPS CC Classe II (EN50539-1)
Dados de Saída CA	
Potência CA Nominal [W]	5000
Max. Corrente CA [A]	22,8
Saída Nominal CA	208, 220, 230, 240 e 254Vca, 60Hz
Faixa de Operação CA	166,4-279,4Vca; 57,5-62Hz
THDI	<3%
Fator de Potência	Unitário (0,8 Capacitivo / 0,8 Indutivo)
Conexão CA	Monofásico / Bifásico
Eficiência	
Max. Eficiência	97,0%
Eficiência SPMP	>99,9%
Segurança do Equipamento	
Monitoramento de corrente de fuga	Integrado
Proteção Anti-ilhamento	AFD
NBR (Normas Brasileiras)	ABNT NBR 16149, 16150 e ABNT NBR IEC 62116
Normas de Referência	
EMC	EN 61000-6-1, EN 61000-6-2, EN 61000-6-3, EN 61000-6-4
Segurança	IEC 62109-1, AS3100
Dados Gerais	
Dimensões (L*A*P) [mm]	354*433*147
Peso Líquido [kg]	13
Ambiente de Operação	Interno ou Externo
Montagem	Fixado na parede
Temperatura de Operação	-25-60 °C
Umidade relativa	0-100%
Altitude [m]	<4000m
Grau de Proteção IP	IP65
Topologia	Sem Transformador
Ventilação	Convecção Natural
Display	LCD (Português)
Comunicação	USB / RS485 / Wi-Fi
Cor	Vermelho
Garantia [anos]	7/10/15/20/25 (opcional)



Rua São Bernardino nº 12
Pq. Amanguera - CEP: 05120-050
São Paulo - SP



(11) 3648-7830
contato@phb.com.br



6.3 Capacidade dos inversores PHB

ENGENHARIA PHB SOLAR - DEZEMBRO/2021 V7.2 MONOFÁSICOS																
INVERSORES	REDE	MPPT/ STRING	STRING BOX	QDCA	MÓDULO FV 500W LONGI				MÓDULO FV 525W/530W JINKO - BIFACIAL				MÓDULO FV 540W JINKO - 545W LONGI			
					STRING		TOTAL		STRING		TOTAL		STRING		TOTAL	
					MIN	MÁX	MIN	MÁX	MIN	MÁX	MIN	MÁX	MIN	MÁX	MIN	MÁX
PHB780-XS	220V F++PE / F+N+PE	1/1	INTEGRADO	84	02	02	02	02	02	02	02	02	02	02	02	
PHB1500-XS	220V F++PE / F+N+PE	1/1	INTEGRADO	84	02	04	02	04	02	04	02	04	02	03	02	
PHB1800N-XS	127V F+N+PE	1/1	INTEGRADO	112	02	05	02	05	02	04	02	04	02	04	02	
PHB2900D-NS	127V F+N+PE	2/2	INTEGRADO	92	04	08	04	08	04	07	04	07	04	07	04	
PHB3000N-XS	220V F++PE / F+N+PE	1/1	INTEGRADO	84	02	08	02	08	02	08	02	08	02	07	02	
PHB5000T-DS	220V F++PE / F+N+PE	2/2	INTEGRADO	85	04	12	04	13	04	11	04	12	04	10	04	
PHB6000D-NS	220V F++PE / F+N+PE	2/2	STB02/08	85	04	11	04	16	04	11	04	15	04	10	04	
PHB6000-MS	220V F++PE / F+N+PE	3/3	INTEGRADO	110	04	11	04	18	04	10	04	17	04	10	04	
PHB8500-MS	220V F++PE / F+N+PE	3/3	INTEGRADO	91	04	11	04	25	04	10	04	24	04	10	04	

OBSERVAÇÕES

- Os módulos da mesma string/MPPT devem possuir as mesmas condições de orientação, inclinação e quantidade de módulos.
- O número mínimo de módulos por string permite atingir a tensão de partida do inversor.
- Podem-se utilizar apenas 1 MPPT do inversor.
- A quantidade de módulos é indicativa. Cada caso deve ser analisado levando em conta as particularidades de cada projeto.
- A decisão de melhor configuração do sistema é de responsabilidade do projetista.

* Na utilização de módulos 525W/530W/540 JINKO e 545W LONGI no inversor PHB2900D-NS é necessário fazer uma única string.

6.4 Capacidade de condução dos cabos CC

Tabela 10: Capacidade de condução de corrente para cabos CC (adaptada da norma NBR 16612)

Seção	Instalação ao Ar Livre Protegida do Sol				Instalação ao Ar Livre Exposta ao Sol			
	Modo de instalação:				Modo de instalação:			
	1	2	3	4	1	2	3	4
1,5	26	26	30	26	23	22	27	23
2,5	35	35	40	35	31	30	36	31
4	47	46	53	47	41	40	48	41
6	60	59	68	60	51	51	61	52
10	83	82	95	84	71	71	85	73
16	110	110	125	113	93	93	112	97
25	146	147	166	151	123	124	147	129

- Dois cabos unipolares encostados um ao outro, na horizontal.
- Dois cabos unipolares encostados um ao outro, na vertical.
- Dois cabos unipolares espaçados de, pelo menos, 0,75 x diâmetro externo, na horizontal.
- Dois cabos unipolares espaçados de, pelo menos, um diâmetro externo, na vertical.

30°C

6.5 Capacidade de condução de cabos CA

Tabela 11: Capacidade de corrente dos cabos, adaptada da norma NBR5410.

Seção dos condutores (mm ²)	m_A1		m_A2		m_B1	
	Número de condutores carregados					
	2	3	2	3	2	3
0,5	7	7	7	7	9	8
0,75	9	9	9	9	11	10
1	11	10	11	10	14	12
1,5	14,5	13,5	14	13	17,5	15,5
2,5	19,5	18	18,5	17,5	24	21
4	26	24	25	23	32	28

6	34	31	32	29	41	36
10	46	42	43	39	57	50
16	61	56	57	52	76	68
25	80	73	75	68	101	89
35	99	89	92	83	125	110
50	119	108	110	99	151	134
70	151	136	139	125	192	171
95	182	164	167	150	232	207
120	210	188	192	172	269	239
150	240	216	219	196	309	275
185	273	245	248	223	353	314
240	321	286	291	261	415	370
300	367	328	334	298	477	426
400	438	390	398	355	571	510
500	502	447	456	406	656	587

6.6 Impedância mínima para calcula de queda de tensão

Tabela 12: Impedância mínima para o cabo cobrecom Flexicom 450/750V (condutor + isolação PVC)

Seção nominal (mm ²)	Diâmetro Externo (mm)	Resistência elétrica 20°C (Ohm/km)
0,5	2,1	39
0,75	2,3	26
1	2,5	19,5
1,5	2,9	13,3
2,5	3,5	7,98
4	4	4,95
6	4,6	3,3
10	6	1,91
16	7	1,21
25	9	0,78
35	10	0,554
50	12,3	0,386
70	13,6	0,272
95	15,4	0,206
120	17,2	0,161
150	19,2	0,129
185	21,9	0,106
240	24,4	0,0801
300	27,8	0,0641
400	32,2	0,0486
500	35,8	0,0384



Coordenadoria de
Educação Aberta e a Distância