

MATTEO SIQUEIRA GALFANO

**ESTUDO DE CASO DE UM DIMENSIONAMENTO DE UMA MICRO USINA
FOTOVOLTAICA NA CIDADE DE CAMPINAS**

Monografia apresentada ao PECE –
Programa de Educação Continuada em
Engenharia da Escola Politécnica da
Universidade de São Paulo como parte dos
requisitos para conclusão do curso de
Especialização em Energias Renováveis,
Geração Distribuída e Eficiência Energética.

Prof. Dr. Claudio R. F. Pacheco

SÃO PAULO

2023

Sumário

1. Introdução	17
1.1 Objetivo	17
1.2 Justificativa	17
1.3 Escopo	17
1.4 Metodologia	17
2.Revisão Bibliográfica	18
2.1 Potencial Solar.....	18
2.2 Módulos Fotovoltaicos.....	19
2.2.1 <i>Miss match</i> nos módulos FV.....	22
2.2.2 Diodo de <i>Bypass</i>	23
2.3 Unidade Condicionadora de Potência (UCP) ou Inversor	24
2.3.1 Derating térmico da UCP	28
2.3.2 Comportamento dos módulos bifaciais no Clipping da UCP.....	30
2.4 O método de Hora de Sol Pleno	34
3. Estudo de Caso	36
3.1 Descrição do Local e Estimativa da Carga Elétrica	36
3.2 Potencial Solar.....	38
3.3 Escolha dos Módulos Fotovoltaicos	40
3.4 Avaliação do Número de módulos FV	41
3.5 Escolha da UCP	47
3.6 Verificação das Strings ou arranjos fotovoltaicos	49
3.7 Verificação dos limites operacionais do inversor.....	50
3.7.1 Tensão limite inferior	50
3.7.2 Tensão do Limite Superior	51
3.7.3 Tensão Noturna Limite	52
3.7.4 Corrente Máxima do SPMP	53
3.8 Verificação do Número de módulos FV ligados em série	54
3.9 Dimensionamento dos Cabos CC/CA	55
	10

3.9.1 Parâmetros iniciais da energia gerada por string do sistema	55
3.9.2 Parâmetros gerais do sistema fotovoltaico.....	56
3.9.3 Dimensionamento do sistema	57
3.9.4 Avaliação da queda de tensão	61
3.9.5 Variação de tensão global do sistema.....	62
4. Análise de proteção com fusíveis das séries fotovoltaicas	63
5. Viabilidade Financeira do Sistema FV	67
6. Conclusões	72
7. Bibliografia	73

RESUMO

O presente trabalho teve como objetivo avaliar a melhor forma de se dimensionar um sistema fotovoltaico para que atendesse a demanda de um entreposto frigorífico na cidade de Campinas.

Para a realização do estudo em questão foi utilizado como referência o método de Hora de Sol pleno, embora o tamanho do sistema tenha sido definido com base na área disponível e consumo de energia da unidade consumidora para a instalação do sistema fotovoltaico.

Foram avaliados fatores de desempenho, características operacionais dos equipamentos, área de instalação, perda de tensão nos circuitos, modo de instalação, potencial solar e custos do sistema para que fosse possível entregar um estudo completo.

ABSTRACT

The primary objective of this study was to assess the optimal methodology for dimensioning a photovoltaic system to meet the energy requirements of a refrigerated warehouse in the city of Campinas. Some methods were used as references, such as Full Sun Hour method. The size of the photovoltaic system was defined based on the available area and energy consumption.

In order to reach optimal efficiency allied to cost reduction some performance metrics were used, such as equipment operational characteristics, installation area, voltage loss within the circuits, installation methods, solar potential, and cost analysis as well, delivering a comprehensive study.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1: Dados de irradiação solar média mensal (CRESESB).....	18
Figura 2: Vista explodida do módulo fotovoltaico.....	20
Figura 3: Curva I-V e Coeficientes de temperatura do módulo FV	20
Figura 4: Células FV com sombreamento	23
Figura 5: Células FV com funcionamento do diodo de bypass.....	23
Figura 6: Sistema Fotovoltaico On-Grid	25
Figura 7: Fluxo de potência do inversor on-grid	25
Figura 8: Sistema fotovoltaico off-grid	26
Figura 9: Fluxo de potência do inversor off-grid	26
Figura 10: Exemplo de sistema fotovoltaico híbrido.....	27
Figura 11: Comportamento do derating térmico no inversor em função da tensão DC.....	30
Figura 12: Relação Y_f e FDI	31
Figura 13: Comportamento da conversão de energia fotovoltaica com o aumento do FDI.....	32
Figura 14: Planta baixa do entreposto frigorífico	37
Figura 15: Dados de irradiação solar em Campinas	39
Figura 16: Fator de espaçamento em função da latitude	42
Figura 17: Determinação da distância mínima de objetos para sombreamento	42
Figura 18: Determinação da distância mínima entre fileiras, adaptado	44
Figura 19: Determinação da distância entre as fileiras dos módulos FV	45
Figura 20: Disposição dos módulos FV na instalação.....	47
Figura 21: Diagrama simplificado do sistema FV.....	49
Figura 22: Representação do sistema FV	54
Figura 23: Desenho esquemático do sistema FV (visão dos cabamentos)	55
Figura 24: Diagrama Trifilar do sistema FV de um arranjo	55
Figura 25: Diagrama circuito A.....	57

Figura 26: Diagrama circuito B	59
Figura 27: Preço de sistemas FV por Wp	67
Figura 28: Gráfico do VPL com taxas de desconto de 12 a 20%	71
Figura 29: Gráfico do fluxo de caixa acumulado (30 anos)	71

LISTA DE TABELAS

Tabela 1: Descrição da operação do inversor híbrido Fronius GEN24.....	28
Tabela 2: Exemplo de resultado de simulação de clipping com módulos mono e bifaciais	33
Tabela 3: Lista de equipamentos do entreposto frigorífico	37
Tabela 4: Dados climatográficos de Campinas	40
Tabela 5: Dados STC módulo FV Canadian 440W bifacial	41
Tabela 6: Dados técnicos do inversor.....	47
Tabela 7: Tabela 42, NBR 5410 - Instalações elétricas de baixa tensão	58
Tabela 8: Tabela C3 Método C1, NBR 16612 - Cabos de Potência para sistemas fotovoltaicos	58
Tabela 9: Tabela 40, NBR 5410 - Instalações elétricas de baixa tensão	60
Tabela 10: Tabela 37, NBR 5410 - Instalações elétricas de baixa tensão	60
Tabela 11: Dados calculados dos circuitos A e B (dimensionamento dos cabos).....	61
Tabela 12: Tabela C3 Método C1, NBR 16612 - Cabos para sistemas fotovoltaicos.....	65
Tabela 13: Tabela 37, NBR 5410 - Instalações elétricas de baixa tensão	66
Tabela 14: Dados dos circuitos A e B (proteção com fusíveis).....	66
Tabela 15: Fluxo de caixa acumulado (30 anos)	69
Tabela 16: VPL para taxas de desconto de 12 a 20% (30 anos).....	70

LISTA DE SÍMBOLOS

$\%Supr.$	Percentual da capacidade de suprimento da demanda energética do entreposto frigorífico
Φ	Latitude
$\%Pot_{Câm.Fria}$	Percentual do consumo da câmara fria diante do total gerado pelo sistema FV
I^o_{SC}	Corrente de curto-circuito (condição de teste padrão)
$D_{mínima}$	Distância mínima entre o sistema FV e objetos que geram sombreamento
$E_{Câm.Fria}$	Energia consumida pela câmara fria
$E_{Total Cons.}$	Energia diária total consumida pelo entreposto frigorífico
E_{rede}	Energia injetada na rede pelo sistema FV
F_e	Fator de espaçamento
G_t	Radiação solar média no plano da célula
H_{EFV}	Altura da estrutura de sustentação do sistema FV em relação ao nível do solo
$I_{CA inv}$	Corrente nominal do inversor
$I_{MOD MÁX OCPR}$	Valor máximo de proteção contra sobrecorrente do módulo FV determinado pela IEC 61730-2
$I_{SC MOD}$	Corrente de curto-circuito do módulo FV
$I_{SC máx}$	Corrente máxima de curto-circuito (corrente máxima do sistema)
$I_{SPMP máx}$	Corrente máxima do buscador de máxima frequência do inversor
I_e	Corrente estimada
I_{mp}	Corrente nominal do módulo FV
$I_{mp}(T_{Cmáx})$	Corrente do módulo (temperatura máxima de célula)
I_n	Corrente nominal do dispositivo
I_{sc}	Corrente de curto-circuito
P^o_{mp}	Potência nominal do módulo FV em STC (condição de teste padrão)
P_{InCA}	Potência nominal de entrada do inversor
$P_{Total Inv CA}$	Potência total de entrada dos inversores (2 inversores)
P_{max}	Potência máxima
P_{mp}	Potência nominal do sistema FV
$POT_{Câm.Fria}$	Potência nominal da câmara fria
P_{pGFV}	Potência pico do sistema FV
S_G	Quantidade de strings sob a mesma proteção
$T_A máx$	Temperatura ambiente máxima
$T_{C not.}$	Temperatura noturna da célula
T_{NOC}	Temperatura da Célula em Operação Nominal

T_a	Temperatura ambiente
T_c	Temperatura da célula FV
T_c^o	Temperatura nominal de operação da célula (condição de teste padrão)
$V_{m^o_p}$	Tensão nominal do módulo FV (condição de teste padrão)
$V_{CA\ inv}$	Tensão nominal de saída do inversor
V_{cc}	Tensão máxima de entrada do inversor
$V_{cc\ min.}$	Tensão mínima de entrada do inversor
$V_{mp\ (T_{Cmáxima})}$	Tensão do sistema FV com temperatura máxima de célula
$V_{mp\ (T_{Cmínima})}$	Tensão do sistema FV com temperatura mínima de célula
$V_{mp\ not.}$	Tensão nominal noturna
$V_{mp\ string\ Not.}$	Tensão noturna da string
$V_{mp\ máx\ string}$	Tensão nominal máxima da string para entrada no inversor
$V_{mp\ min.\ string}$	Tensão nominal mínima da string para entrada no inversor
V_{mp}	Tensão nominal do módulo FV
$V_{mp\ (T_{Cmáx})}$	Tensão mínima do módulo (temperatura máxima de célula)
$V_{mp\ (T_{Cmin.})}$	Tensão máxima do módulo (temperatura mínima de célula)
V_{oc}	Tensão de circuito aberto
$V_{spmp\ máx}$	Tensão limite superior do seguidor de máxima potência do inversor
$V_{spmp\ min.}$	Tensão limite inferior do seguidor de máxima potência do inversor
Y_F	Produtividade Anual do Gerador Fotovoltaico
Y_{mp}	Coefficiente de perda de potência por temperatura
$\gamma_{V_{mp}}$	Coefficiente de perda de tensão por temperatura
γ_{SC}	Coefficiente de perda de corrente por temperatura
γ_ω	Condutividade do cobre
θ_z	Ângulo zenital
c	Comprimento da projeção do módulo FV no plano horizontal
d'	Comprimento do vão entre as fileiras de módulos FV
L	Longitude
N	Número de módulos FV
n	Número do dia do ano
TD/PR	Taxa de desempenho do sistema FV
Cor	Fator de correção horária
FCT	Fator de correção de temperatura ambiente
FDI	Fator de dimensionamento do inversor
H	Altura do objeto potencial gerador de sombreamento
HSP	Hora de sol pleno
L	Largura do módulo FV
$N(Série)$	Número de módulos FV em série
d	Distância entre o início de um módulo ao início do outro
e	Coefficiente de queda de tensão
α	Altitude solar
β	Inclinação do módulo
δ	Declinação solar
T_c^*	Temperatura de célula NOCT (temperatura nominal de operação de célula)

1. Introdução

Esta monografia contempla a análise técnica e econômica de um sistema fotovoltaico de geração distribuída On Grid na cidade de Campinas, São Paulo.

1.1 Objetivo

O objetivo deste trabalho é avaliar e validar aspectos básicos de um estudo preliminar para um gerador fotovoltaico de forma a desenvolver um dimensionamento que garanta disponibilidade e confiabilidade do sistema.

1.2 Justificativa

Dentro do mercado de energia, observa-se uma grande tendência no uso de energias renováveis, como por exemplo, a energia fotovoltaica. Atualmente está ocorrendo um grande desenvolvimento do setor solar e se espera que esta tendência perdure para os anos futuros. Desde 2010 é observado o aumento do consumo de energias renováveis no mundo, segundo Moreira (2017), o IEA (International Energy Agency) realiza a projeção de que o consumo de energia hidrelétrica e renovável irá ultrapassar o de Petróleo e outros líquidos entre os anos de 2045 e 2050.

1.3 Escopo

O estudo será feito o dimensionamento de um sistema fotovoltaico on-grid, o dimensionamento dos circuitos DC/CC e CA e análise de viabilidade econômica.

1.4 Metodologia

Para o dimensionamento do sistema fotovoltaico será utilizado o método HSP (Hora de Sol Pleno) para definir os equipamentos a serem utilizados e a configuração do sistema. A NBR 5410/2005 - INSTALAÇÕES ELÉTRICAS DE BAIXA TENSÃO, a NBR 16690 INSTALAÇÕES ELÉTRICAS DE ARRANJOS FOTOVOLTAICOS e a NBR 16612 – CABOS DE POTÊNCIA PARA SISTEMAS FOTOVOLTICOS serão utilizadas para a análise e definição das características dos circuitos DC/CC e CA.

Para a análise de viabilidade econômica será utilizado o método do Fluxo de Caixa descontado para determinar a viabilidade da instalação deste sistema fotovoltaico.

2.Revisão Bibliográfica

Para que este trabalho se tornasse possível, conteúdos trabalhados em sala de aula foram reunidos, além de bibliografia consultada, uma vez que existem diversos fatores sinérgicos em um estudo de dimensionamento de sistemas fotovoltaicos.

2.1 Potencial Solar

Os dados sobre o potencial solar podem ser obtidos em sites como “Portal Solar” e “CRESESB”. Para o presente trabalho será utilizado o site do CRESESB, que fornece suficiente confiabilidade para o estudo de micro e minigeradores fotovoltaicos.

A Figura 1 mostra os dados disponíveis referentes ao local de aplicação do estudo desta monografia e a partir destes dados disponibilizados será possível iniciar o dimensionamento do sistema fotovoltaico localizado na latitude 22,9° S e 47,1°W.

É importante observar que o CRESESB disponibiliza valores de irradiação solar (kWh/m². dia) para 4 situações distintas, plano horizontal, ângulo igual que a latitude, maior média anual e maior mínimo mensal. A escolha do ângulo é um fator muito importante que sempre deve ser levado em consideração, já que interfere diretamente na capacidade de geração de energia do sistema, portanto, é uma característica que deve ser definida de forma muito criteriosa.

Estação: Campinas
Município: Campinas , SP - BRASIL
Latitude: 22,901° S
Longitude: 47,149° O
Distância do ponto de ref. (22,892373° S; 47,207981° O): 5,1 km

#	Ângulo	Inclinação	Irradiação solar diária média mensal [kWh/m ² .dia]												Média	Delta
			Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez		
<input checked="" type="checkbox"/>	Plano Horizontal	0° N	5,63	5,75	5,09	4,65	3,79	3,54	3,70	4,63	4,83	5,47	5,72	6,17	4,91	2,63
<input checked="" type="checkbox"/>	Ângulo igual a latitude	23° N	5,08	5,48	5,24	5,29	4,70	4,62	4,73	5,52	5,16	5,35	5,24	5,47	5,16	,90
<input checked="" type="checkbox"/>	Maior média anual	21° N	5,16	5,53	5,25	5,26	4,64	4,54	4,66	5,47	5,15	5,38	5,30	5,56	5,16	1,01
<input checked="" type="checkbox"/>	Maior mínimo mensal	30° N	4,82	5,28	5,17	5,36	4,87	4,83	4,93	5,66	5,14	5,19	4,98	5,16	5,11	,83

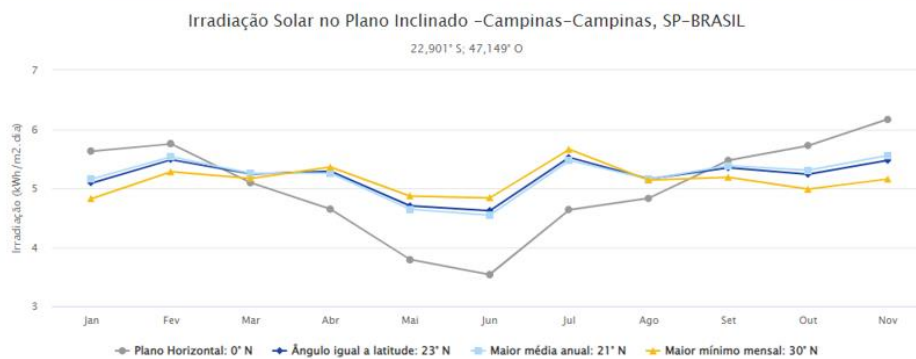


Figura 1: Dados de irradiação solar média mensal (CRESESB)

Fonte: <http://www.cresesb.cepel.br/index.php?section=sundata>

Esta figura 1 mostra os possíveis ângulos de instalação dos módulos FV e seus respectivos valores de inclinação, valores de irradiação solar mensal e irradiação solar média do ano. Ressalte-se que a medição é feita para o plano horizontal e calculada para as diferentes inclinações.

Para este estudo utilizaremos a linha de maior média anual da figura 1, obtendo um ângulo de 21° para a instalação dos módulos FV, portanto, o valor da irradiação solar média utilizada será de $5,16 \text{ kWh/m}^2 \cdot \text{dia}$, otimizando a área de instalação dos módulos FV para a tender à carga elétrica.

2.2 Módulos Fotovoltaicos

O mercado brasileiro oferta diferentes modelos de módulos FV (fotovoltaicos). Há duas categorias de módulos FV amplamente conhecidas no mercado: de silício mono e policristalinas. Ambas podem ser comercializadas dentro de duas categorias: mono ou bifacial, ou seja, módulos FV que geram energia apenas pelo contato de uma face do módulo com o Sol (monofacial) e módulos FV que geram energia pelo contato das duas faces do módulo, sendo radiação global na face voltada para o Sol e radiação difusa e refletida pelo solo na face posterior (bifacial).

Os módulos FV são capazes de coletar a energia solar e convertê-la em energia elétrica, as células fotovoltaicas mais comum no mercado mundial que compõem o módulo FV são compostas por um material semicondutor (silício), sendo uma mistura de duas camadas (junção P-N), uma camada com fósforo (camada P) em sua composição e a outra com boro (camada N), criando um sistema carregado com lacunas na estrutura covalente (camada P) e com elétrons livres na estrutura covalente (camada N).

Os fótons da luz solar colidem com os átomos e tendo energia suficiente transferem elétrons da banda de valência para a banda camada de condução (“efeito fotovoltaico”).

Outros componentes importantes deste equipamento são os materiais de proteção mecânica, como o vidro e a película encapsulante. Como se trata de um produto que ficará exposto ao clima, é de extrema importância que o fabricante garanta a eficiência e vida útil do módulo. A figura 2 abaixo mostra a vista explodida de um módulo FV, nela é possível identificar os componentes citados anteriormente.

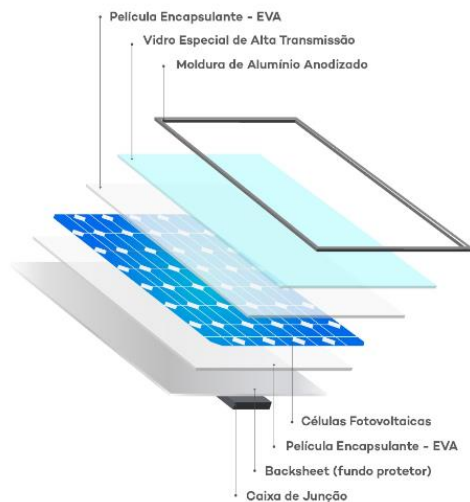


Figura 2: Vista explodida do módulo fotovoltaico

Fonte: www.neosolar.com.br/loja/painel-solar-fotovoltaico-osda

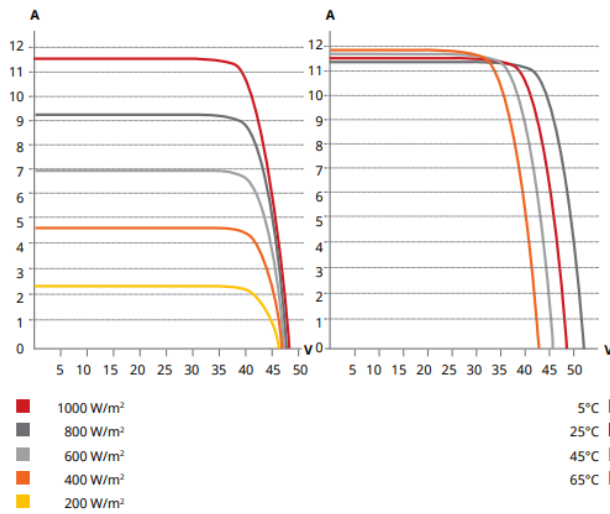
Os módulos possuem uma característica muito importante que é a influência da temperatura nas suas características elétricas.

Como pode ser observado na Figura 3 abaixo, a variação de temperatura altera as características de potência (P_{max}), tensão de circuito aberto (V_{oc}) e corrente de curto-circuito (I_{sc}). Alterando essas propriedades, impacta-se diretamente todo o sistema fotovoltaico, portanto, é de suma importância considerar as variações de temperatura no dimensionamento dos arranjos fotovoltaicos (strings) para garantir um correto funcionamento do sistema.

A figura 3 apresenta a curva i-v e o comportamento do ponto de máxima potência do módulo com a diminuição da irradiação e o aumento da temperatura. Fica evidente que à medida que a irradiação diminui ou a temperatura aumenta se obtém um menor valor de potência máxima.

Figura 3: Curva I-V e Coeficientes de temperatura do módulo FV

CS3W-435MB-AG / I-V CURVES



TEMPERATURE CHARACTERISTICS

Specification	Data
Temperature Coefficient (Pmax)	-0.34 % / °C
Temperature Coefficient (Voc)	-0.26 % / °C
Temperature Coefficient (Isc)	0.05 % / °C
Nominal Module Operating Temperature	41 ± 3°C

Fonte: Datasheet Canadian

Os módulos FV apresentam seus dados técnicos em duas condições principais: (i) STC e (ii) NOCT.

O STC (*Standard Test Conditions*), traduzido como condição de teste padrão de acordo com a norma internacional IEC 60904-03, se trata de uma condição em que o módulo FV é mantido a 25°C, exposto a uma radiação de 1.000W/m² e espectro AM de 1,5.

AM é massa de ar do caminho efetivo que a radiação incidente precisa percorrer desde seu ingresso na atmosfera até atingir a superfície

O NOCT (*Nominal Operating Cell Temperature*) ou NMOT (*Nominal Module Operating Temperature*), traduzido como Temperatura da Célula em Operação Nominal, indica as características operacionais do módulo FV em um ambiente de irradiância no valor de 800 W/m², espectro AM de 1,5, temperatura ambiente de 20°C e velocidade do vento de 1 m/s.

Segundo Zilles (2012), a temperatura do módulo FV (T_c) pode ser calculada em função da temperatura ambiente (T_a), e irradiância GT incidente conforme Equação 1,

$$T_c = T_a + \frac{G_t}{800} \cdot (T_{NOC} - 20) \cdot 0,9 \quad (1)$$

A potência gerada pelo módulo FV pode ser calculada em função da temperatura do módulo FV e de suas características intrínsecas, aplicada pela Equação 2.

$$P_{mp} = P_{mp}^{\circ} \frac{GT}{1000} (1 + Y_{mp} \cdot (T_c - T_c^{\circ})) \quad (2)$$

Onde:

$T_c [C]$: Temperatura da célula

T_a [C]: *Temperatura ambiente*
 T_c [C]: *Temperatura nominal de operação da célula STC*
 G_T [W/m²]: *Radiação solar média no plano da célula*
 Y_{mp} [%/°C]: *Coefficiente de perda por temperatura*

2.2.1 *Miss match* nos módulos FV

Segundo Villalva (2023), a eficiência dos módulos FV pode ser afetada pela descoloração do encapsulante, pelas condições de sombreamento parcial, pelas células rachadas e pelas perdas por sujeira. Monitorar e lidar com esses fatores são cruciais para manter o desempenho ótimo e a longevidade de um sistema FV.

De acordo com Villalva (2023), os fatores que ocasionam a *miss match* são os seguintes:
Efeitos Químicos: no campo químico, a causa mais importante que afeta a eficiência de um módulo fotovoltaico (PV) é a descoloração do encapsulante. Essa degradação ocorre devido a altas temperaturas e exposição a níveis elevados de irradiância, resultando na produção de ácido acético sobre o encapsulante, tornando a superfície com aspecto marrom. Esse efeito é responsável por reduzir a irradiância absorvida pelas células devido à variação da transmitância da luz e, como consequência, uma redução da potência gerada.

Condições de Sombreamento Parcial: Esse evento ocorre devido ao fato de que objetos próximos podem criar sombras no sistema, sendo responsáveis por fazer com que os módulos operem sob diferentes condições. Nesse caso, os módulos sob maior irradiância desenvolverão uma corrente maior do que os módulos sob menor irradiância. Como consequência, os módulos sob menor irradiância limitam a geração dos outros módulos que não estão sob o efeito de sombreamento.

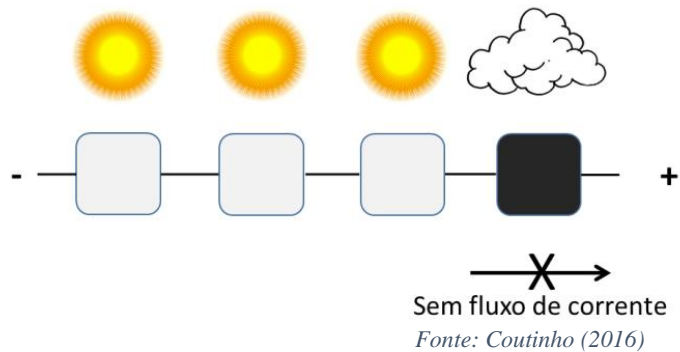
Células Rachadas: Desde que os módulos FV saem das fábricas até serem instalados, há todo um processo que exige cuidado com a estrutura dos módulos, devido ao risco de impacto mecânico que pode levar a uma rachadura na pastilha de silício. Os módulos FV são expostos a vibrações no processo de transporte desde o fabricante até o local onde serão instalados. No campo, os módulos estão sempre expostos a condições climáticas, como vento, chuva e neve, que causam estresse térmico e podem provocar células rachadas. Células rachadas podem causar pontos quentes e áreas sem geração que reduzem a eficiência da geração do módulo como um todo e aceleram o processo de degradação. Nem sempre é possível identificar rachaduras e áreas sem geração apenas com uma inspeção visual, sendo necessário realizar testes de eletroluminescência (EL) para detectar tais falhas.

Perdas por Sujeira: As perdas por sujeira ocorrem em diferentes formas e intensidades que variam de acordo com a região em que o sistema FV está instalado. Geralmente, as perdas por sujeira acontecem devido a poeira, fezes de pássaros, pólen, sal marinho, entre outros. Ao sofrer com sujeira, o sistema FV é sombreado, limitando a passagem da irradiância e causando uma diminuição na corrente do módulo FV, o que limita os outros módulos aos quais está conectado, aumentando as perdas de falta de correspondência e acelerando a degradação do módulo. Portanto, é sempre necessário manter os módulos FV limpos. A frequência de limpeza de módulos FV varia de acordo com cada região, sendo necessário estudar o ambiente em que o sistema FV será exposto.

2.2.2 Diodo de *Bypass*

Sem a utilização do diodo de *bypass*, em casos de sombreamento parcial o fluxo de corrente do módulo FV seria interrompido, inutilizando-o completamente. (Figura 4)

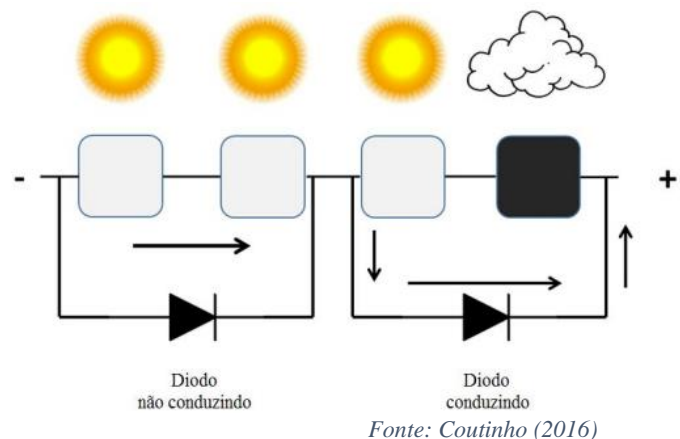
Figura 4: Células FV com sombreamento



De acordo com Coutinho (2016), para reduzir o impacto do sombreamento em módulos FV, uma técnica utilizada é interligar diodos, em paralelo, com as células. Esses diodos atuam como desvio (*bypass*) para a corrente gerada pelas células não sombreadas, limitando a dissipação de potência nas células afetadas pelo sombreamento. Isso ajuda a minimizar a perda de energia e reduz o risco de danos irreversíveis nas células, que poderiam inutilizar o módulo.

Os diodos são interligados em grupos de células e entram em funcionamento quando alguma das células é sombreada (Figura 5), permitindo a passagem da corrente gerada pelas células não afetadas. Essa técnica é comumente usada em módulos fotovoltaicos comerciais, que são formados por conjuntos de células interligadas em série e estão suscetíveis ao problema do sombreamento.

Figura 5: Células FV com funcionamento do diodo de *bypass*



Segundo Venturini (2019), a corrente reversa é um perigoso e indesejado fluxo de corrente oposto à operação normal de módulos fotovoltaicos, que pode ocorrer em strings de módulos FV. Isso acontece quando a tensão de circuito aberto de uma string é menor do que a das outras, resultando em um comportamento semelhante a uma carga que dissipa calor devido à passagem dessa corrente reversa. Em sistemas FV bem dimensionados e sem falhas, essa corrente não é significativa.

Sombreamentos parciais ou totais não afetam muito a ocorrência de corrente reversa em sistemas de micro e minigeração, desde que haja poucas strings paralelas. Contudo, em grandes centrais geradoras com várias strings, corrente reversa pode surgir devido a diferenças de tensão causadas por sombras, disparidades entre módulos ou defeitos como curtos-circuitos.

Em caso de defeitos em sistemas FV, como curtos-circuitos em módulos FV, a tensão de circuito aberto dos módulos afetados é muito menor do que a de módulos FV em paralelo, levando a uma corrente reversa. A célula fotovoltaica age como um diodo, permitindo que essa corrente flua para a string defeituosa. Se essa corrente for intensa, o módulo FV pode superaquecer, aumentando riscos de incêndio e deterioração rápida.

Se a diferença de tensão for suficiente para a corrente reversa, mas não o bastante para desligar o sistema, o inversor pode continuar funcionando, porém com segurança e eficiência reduzidas.

2.3 Unidade Condicionadora de Potência (UCP) ou Inversor

O mercado brasileiro oferece diversas marcas e tipos de inversores, sua escolha é feita baseada em especificidades técnicas deste equipamento, uma vez que se deve garantir a boa operacionalidade do sistema fotovoltaico, vida útil do inversor, segurança do sistema FV e compatibilidade com o número e tipo de módulos fotovoltaicos.

As unidades condicionadoras de potência (UCP) são responsáveis pela conversão de corrente contínua (CC), gerada pelos módulos FV, em corrente alternada (CA).

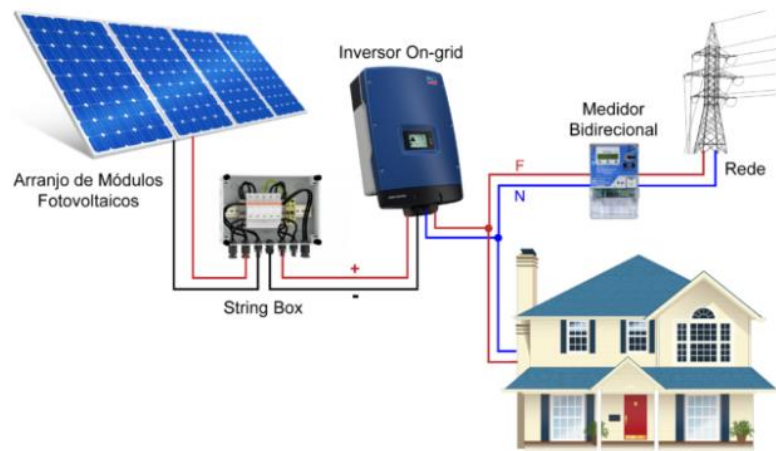
A conversão é necessária, uma vez que a rede de conexão é de CA e a maior parte dos equipamentos residenciais, comerciais e industriais utilizam corrente alternada para o seu funcionamento.

Hoje em dia há três tipos de inversores: (i) on-grid, (ii) off-grid e (iii) híbridos. Os inversores on-grid permitem que a energia gerada pelo sistema fotovoltaico seja injetada na linha de transmissão da concessionária de energia, de forma que a fase da corrente do gerador esteja em sincronia com a fase da corrente alternada da rede. Este equipamento possui um mecanismo de proteção chamado “anti-ilhamento”, responsável por se desconectar da concessionária quando ocorre apagões ou falta de suprimento de energia elétrica para os

estabelecimentos. Isso ocorre com o intuito de proteger os agentes responsáveis pela manutenção, uma vez que a energia deixa de ser injetada na rede, isolando o sistema.

O inversor On-Grid é composto por uma ou mais portas de entrada de corrente contínua (CC) e uma porta de saída de corrente alternada (CA), conforme ilustrado na figura 7. Esse equipamento opera de forma unidirecional, ou seja, as portas de entrada e saída têm funções específicas. A porta de entrada tem a finalidade de receber energia dos módulos FV, enquanto a porta de saída tem a função de abastecer o consumo das cargas e/ou injetar energia na rede elétrica, vide figura 6.

Figura 6: Sistema Fotovoltaico On-Grid



Fonte: [Uma Introdução aos Sistemas Fotovoltaicos - Blog Eletrônica de Potência \(eletronicadepotencia.com\)](http://eletronicadepotencia.com)

Figura 7: Fluxo de potência do inversor on-grid

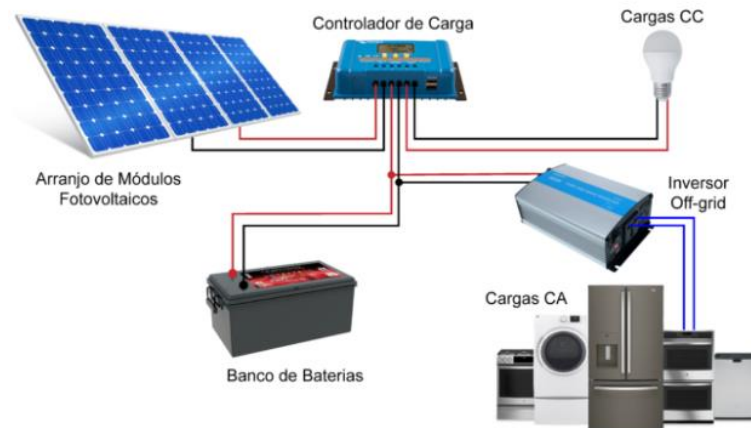


Fonte: [O que é um inversor solar híbrido? \(canalsolar.com.br\)](http://canalsolar.com.br)

Inversores do tipo off-grid permitem que o sistema fotovoltaico opere de forma totalmente isolada da rede, não possuindo qualquer tipo de conexão com a linha de distribuição elétrica da concessionária de energia.

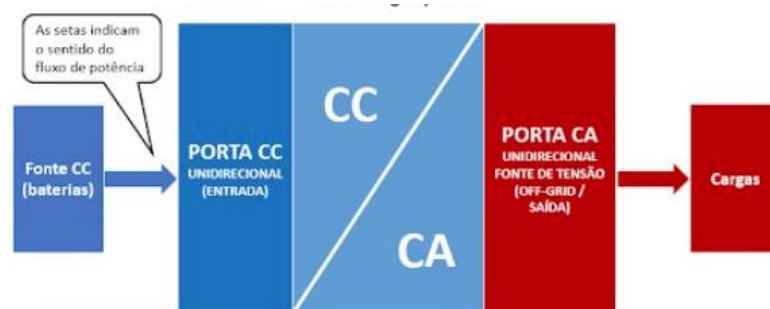
O inversor off-grid convencional tem uma entrada de corrente contínua (CC) que recebe energia de um banco de baterias ou de outra fonte de alimentação CC. Ele converte essa energia em tensão alternada (CA) na saída. Assim como no caso anterior, as portas de entrada e saída são unidirecionais, conforme ilustrado na Figura 9.

Figura 8: Sistema fotovoltaico off-grid



Fonte: [Uma Introdução aos Sistemas Fotovoltaicos - Blog Eletrônica de Potência \(eletronicadepotencia.com\)](http://eletronicadepotencia.com)

Figura 9: Fluxo de potência do inversor off-grid

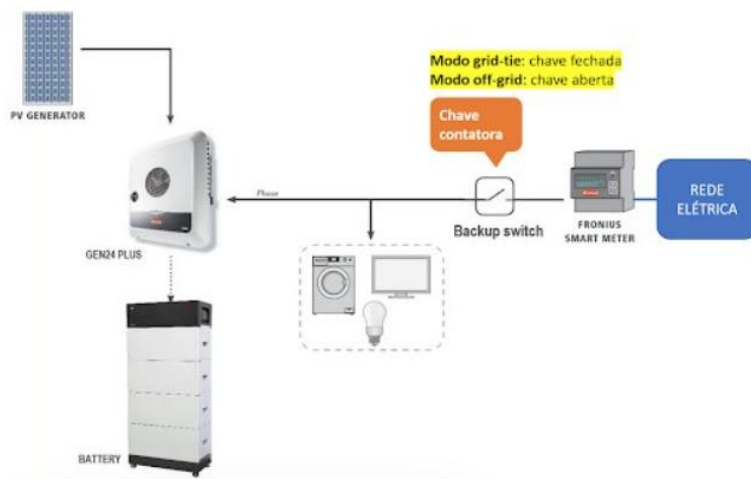


Fonte: [O que é um inversor solar híbrido? \(canalsolar.com.br\)](http://canalsolar.com.br)

O inversor híbrido possui pelo menos duas portas de entrada. Uma delas é a unidirecional e é utilizada para a conexão dos módulos FV. A segunda porta de entrada é bidirecional e é usada para a conexão das baterias

Na saída do inversor, encontramos uma porta de corrente alternada (CA), bidirecional, que é utilizada no modo on-grid, permitindo a interação com a rede elétrica. Além disso, há uma outra porta de corrente alternada unidirecional, que é utilizada no modo off-grid, fornecendo energia a cargas específicas não conectadas a rede elétrica, vide figura 10.

Figura 10: Exemplo de sistema fotovoltaico híbrido



Fonte: O que é um inversor solar híbrido? (canalsolar.com.br)

Um exemplo real de inversor híbrido é o GEN24 da marca Fronius. Este equipamento é muito versátil e oferece os modos de operação on-grid e off-grid, além do recurso adicional chamado "PV point".

No modo on-grid, o inversor utiliza a energia dos módulos FV e/ou baterias para alimentar o consumo local, permitindo ao usuário priorizar o consumo ou o carregamento das baterias. No modo off-grid, o inversor atua como uma fonte de energia, fornecendo uma rede para acionar cargas prioritárias conectadas à sua saída de corrente alternada (CA)

O recurso "PV point" é ativado no modo off-grid e possibilita alimentar cargas locais com potência limitada diretamente dos módulos FV, dispensando o uso de baterias

Conforme descrito no manual do fabricante, o inversor destina-se a sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica pública. Ele monitora automaticamente a rede de energia pública e, após a instalação e configuração, opera de maneira totalmente automática, maximizando a energia dos módulos solares. Essa energia é utilizada na rede elétrica doméstica, armazenada em baterias ou exportada para a rede. Quando a energia fornecida pelos módulos solares não for suficiente, a energia da bateria é injetada na rede elétrica doméstica. Dependendo da configuração, também é possível utilizar a energia da rede elétrica pública para carregar a bateria.

Tabela 1: Descrição da operação do inversor híbrido Fronius GEN24

1.	O fluxo dos módulos FV para a rede elétrica ocorre quando o inversor está no modo on-grid e a bateria está carregada. Nesse caso, toda a energia gerada pelos módulos FV é direcionada para o consumo local, alimentando as cargas conectadas à rede elétrica. Se houver excedente de energia, ela pode ser exportada para o sistema elétrico.
2.	O fluxo dos módulos FV para a bateria ocorre quando a bateria está descarregada e há um excedente de energia gerada pelos módulos FV. Nesse caso, a energia excedente é direcionada para o carregamento prioritário das baterias, permitindo armazenar a energia solar para uso posterior.
3.	O fluxo das baterias para as cargas locais ou para a rede elétrica ocorre em duas situações. Primeiro, quando o inversor está no modo on-grid e foi programado para executar funções de gerenciamento de energia, como time shift. Nesse caso, as baterias fornecem energia às cargas locais ou podem ser usadas para enviar energia à rede elétrica, de acordo com a programação. Segundo, quando o inversor está no modo off-grid e a energia gerada pelos módulos FV é insuficiente para suprir as cargas. Nessa situação, as baterias entram em ação, fornecendo energia às cargas locais para atender às demandas energéticas.
4.	O fluxo da rede elétrica para as baterias ocorre quando o inversor está no modo grid-tie e as baterias estão sendo carregadas com energia proveniente da rede elétrica. Nessa situação, o inversor utiliza a energia da rede para recarregar as baterias, armazenando-a para uso posterior ou para fornecer energia em momentos de demanda mais alta. Isso permite que as baterias sejam carregadas e mantidas prontas para uso quando necessário

Fonte: [O que é um inversor solar híbrido? \(canalsolar.com.br\)](http://canalsolar.com.br)

2.3.1 Derating térmico da UCP

A temperatura afeta a potência nominal de saída (CA) da UCP (rated power) este decaimento de potência devido à temperatura de operação da UCP denominado derating térmico da UCP.

Uma estratégia comum em inversores comerciais de qualidade superior é a redução de potência CA durante a operação para evitar superaquecimento. Essa estratégia permite que o inversor continue funcionando em carga parcial, sem desligar o equipamento.

Segundo Perin (2016), as UCP fotovoltaicas são projetadas para fornecer a potência máxima disponível a partir dos módulos fotovoltaicos, desde que operem dentro das especificações de temperatura. Quando a temperatura interna da UCP excede seu limite máximo, ele começa a reduzir a potência de saída para evitar o superaquecimento. Esse recurso de proteção é conhecido como "rotina de redução parcial de potência para evitar superaquecimento" ou "*temperature derating*" em inglês.

Essa estratégia avançada de proteção térmica do inversor é projetada para proteger os componentes semicondutores sensíveis ao superaquecimento. Quando um componente atinge a temperatura máxima de operação, o inversor aciona uma rotina de controle interna que reduz gradualmente a potência. Em casos extremos, o inversor pode ser desligado

completamente. Assim que a temperatura do inversor diminui abaixo do valor crítico, ele retorna ao ponto de operação ideal.

Inversores de boa qualidade possuem uma rotina de controle interna que busca constantemente o ponto de operação de máxima potência (SPMP), utilizando a medida da potência de operação como variável de controle. No entanto, quando a temperatura interna do inversor atinge um valor crítico, essa rotina de controle aciona uma rotina de proteção, permitindo explorar pontos de corrente e tensão com base na temperatura interna do inversor.

Durante a rotina de proteção, o ponto de operação do inversor é deslocado para uma região afastada do ponto de máxima potência, geralmente com tensões mais altas. Isso é feito com a expectativa de que a redução da potência elétrica absorvida pelo inversor resulte em uma diminuição da potência térmica dissipada e, conseqüentemente, na redução da temperatura interna do inversor.

Essa estratégia de proteção permite o gerenciamento da temperatura dos componentes críticos do inversor, garantindo que eles não excedam os limites de segurança e alcançando a vida útil esperada para o equipamento. Embora cause uma redução na energia total anual convertida pelo inversor, não há efeitos negativos significativos e, na verdade, espera-se que o rendimento geral seja maior em comparação com inversores sem esse recurso de proteção.

Em alguns inversores, como o caso do inversor Sunny Boy fabricado pela SMA, o processo de redução de capacidade é indicado no painel de LEDs do inversor. Se esse processo continuar por mais de alguns minutos, uma mensagem de falha chamada "derating" é exibida no display do inversor, desaparecendo quando o inversor retorna à operação normal.

Essa estratégia de redução de potência para evitar superaquecimento é um recurso valioso que aumenta a confiabilidade do inversor, garantindo o bom funcionamento e a proteção dos componentes críticos, mesmo em condições adversas de temperatura.

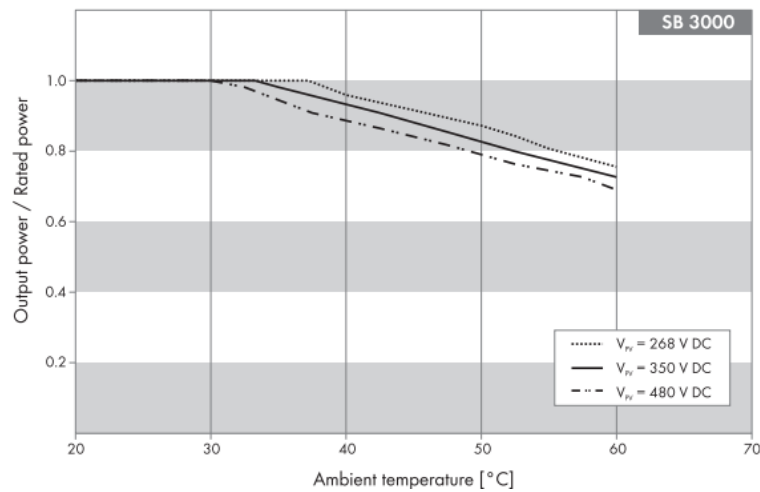
2.3.1.1 Principais fatores que acionam a redução de potência para evitar superaquecimento

Segundo Perin (2016), o inversor utiliza a temperatura dos componentes internos, a potência de saída e a temperatura ambiente como entradas para ativar o recurso de proteção e determinar a redução parcial adequada. A redução parcial de potência é necessária para evitar o superaquecimento, e sua eficácia depende da temperatura ambiente, pois quanto mais alta a temperatura ambiente, mais difícil é dissipar o calor gerado durante a conversão.

A figura 11, extraída da ficha técnica do fabricante (SMA) sobre eficiência e derating, disponibiliza dados sobre o inversor Sunny Boy 3000, mostra um gráfico que ilustra a dependência e o efeito das condições de operação, como a temperatura ambiente e a tensão CC, na potência de saída de um inversor. O fabricante denomina esse mecanismo de proteção como "temperature derating", que protege o inversor contra danos causados por altas temperaturas ambientes e altas correntes de saída.

No exemplo da Figura 11, é possível observar que até uma temperatura ambiente de cerca de 35 °C, não ocorre redução de potência devido ao aquecimento, ou seja, o inversor pode funcionar normalmente com capacidade total. Acima de 35 °C, começa a operar o controle de temperatura por meio da redução de potência. Quando a temperatura ambiente atinge 60 °C, a potência máxima de operação seria de aproximadamente 75% da potência nominal, ou seja, espera-se uma redução de 25% a 60 °C. Esse comportamento indica uma taxa de redução de potência de 25% com um aumento de 25 °C, aproximadamente 1% a cada acréscimo de 1 °C (-1% / °C).

Figura 11: Comportamento do derating térmico no inversor em função da tensão DC



Fonte: Datasheet SMA Sunnyboy 3000 - Efficiency and Derating

2.3.2 Comportamento dos módulos bifaciais no Clipping da UCP

Quando uma UCP recebe uma potência superior a sua capacidade nominal em CC ela não assimila a quantidade superior à sua especificação. Este fenômeno é denominado em inglês *clipping* da UCP.

Segundo Villalva (2021), sobredimensionar o arranjo fotovoltaico em relação ao inversor é uma prática comum para aumentar o rendimento energético e o fator de capacidade das usinas solares, enquanto reduz o Custo Nivelado de Energia (LCOE - *Levelized Cost of Electricity*). No entanto, o sobredimensionamento pode levar ao corte de potência pelo inversor, causando perdas de energia e redução do desempenho das usinas. Por outro lado, Zilles mostra que a produtividade melhor em um gerador FV ocorre com um FDI (Fator de Dimensionamento do Inversor) entre 0,6 e 0,9, Equação (4)

$$FDI = \frac{P_{InCA}}{P_{pGFV}} \quad (4)$$

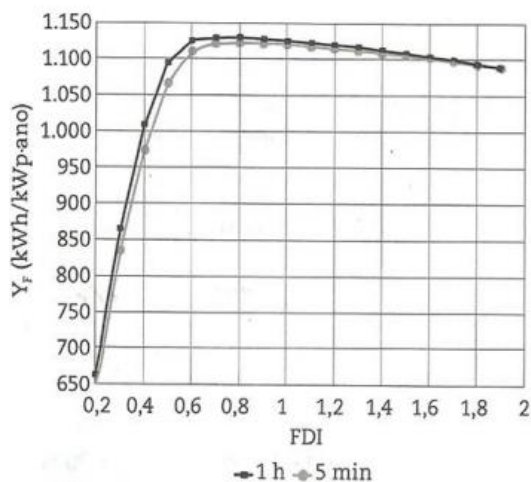
$$P_{pGFV} = N \cdot P_{mp} \quad (5)$$

Onde:

P_{InCA} = Potência do investidor lado CA
 P_{pGFV} = Potência pico do gerador FV

De acordo com Zilles, o Y_F (Produtividade Anual do Gerador Fotovoltaico [kWh.ano/kWp]), traduz a quantidade de energia anual disponibilizada a rede por um gerador fotovoltaico (kWh/ano) em relação a potência pico do sistema (kWp), ou seja, sua potência instalada.

Figura 12: Relação Y_f e FDI



Fonte: Material de aula Pacheco, C (PECEPOLI)

Zilles relaciona o Y_F e o FDI, mostrando que existe uma região ótima de valores que entregam maior produtividade ao sistema FV, como mencionado no parágrafo anterior ($0,6 < FDI < 0,9$). Vide figura 12.

Com o surgimento dos módulos bifaciais, tornou-se importante entender como essa nova tecnologia afeta a produção de energia, produtividade e o FDI das usinas fotovoltaicas. De acordo com Villalva (2021), os resultados mostraram que o uso de módulos bifaciais aumenta significativamente as perdas devido ao corte de potência em condições de operação e dimensionamento semelhantes em comparação com os módulos convencionais do mesmo tamanho. No entanto, os módulos bifaciais proporcionam um aumento na geração de energia ao longo da vida útil da usina, com melhores resultados para uma relação FDI igual a 0,83, resultando em uma geração adicional de energia quando os módulos convencionais são substituídos por equivalentes bifaciais.

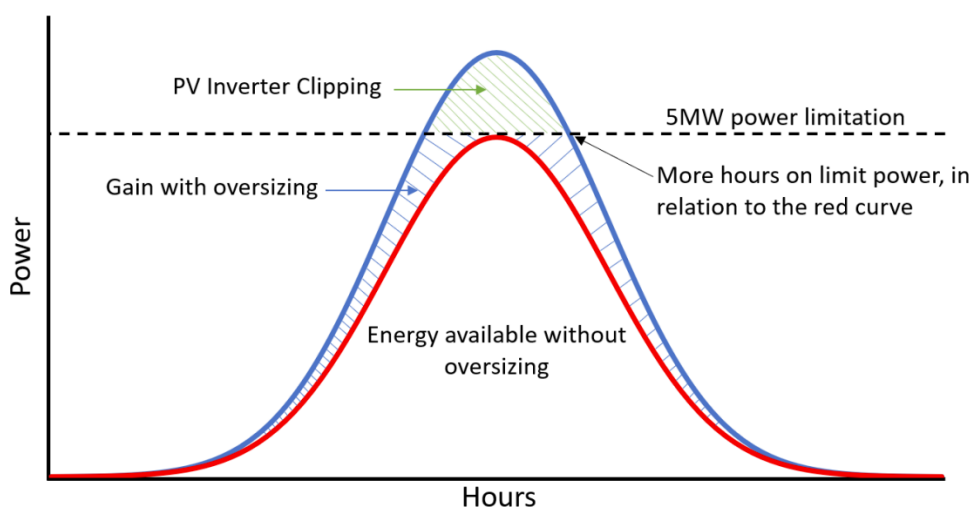
Os módulos bifaciais podem evitar o uso de altas relações de FDI no dimensionamento de usinas solares, o que é vantajoso considerando a queda nos preços desses módulos. Estudos futuros devem explorar o impacto em outras regiões com alta irradiância e considerar maiores inclinações de uso dos módulos bifaciais e tipos de solo, além de analisar outras variáveis no projeto de usinas com módulos bifaciais, como o cálculo do LCOE.

A figura 13 mostra o comportamento do fenômeno chamado de “Clipping”, com este tipo de dimensionamento de sistema pode-se observar que o sistema obtém ganhos de geração nas caudas do gráfico e em períodos de pico de energia esta energia não é totalmente aproveitada,

uma vez que o inversor não possui capacidade de operar com a energia fornecida pelo sistema.

Por mais que o sistema pareça não estar aproveitando a energia que poderia durante o dia, é importante ressaltar que muitas vezes o sistema fotovoltaico pode não fornecer energia suficiente para que ocorra o *Clipping*, e quando ocorre muitas vezes não tem uma duração muito longa, não configurando um problema e sim um ganho de eficiência pelo sistema estar aproveitando ainda mais a energia em horários fora do pico de energia.

Figura 13: Comportamento da conversão de energia fotovoltaica com o aumento do FDI



Fonte: Villalva, M (2021)

De acordo com Villalva (2021), para avaliar o desempenho da usina fotovoltaica, consideramos diferentes métricas usando dados obtidos a partir do software SAM (System Advisor Model). Essas métricas incluem: i) energia produzida no primeiro ano; ii) energia ao longo da vida útil (25 anos); iii) perdas anuais por corte de potência; iv) porcentagem de perdas por corte de potência e v) índice de desempenho (PR)/ Taxa de Desempenho (TD).

De acordo (Pacheco, 2021), a Taxa de Desempenho (TD), Equação (6) é uma medida da qualidade da usina e expressa a relação entre a energia real e teórica gerada pela usina fotovoltaica, levando em consideração a irradiação na superfície do arranjo solar. Segundo Villalva (2021), o corte de potência no arranjo fotovoltaico tende a reduzir a TD da usina, uma vez que usinas com uma maior relação de FDI têm valores de pico de potência maior, enquanto o rendimento energético será limitado pela potência máxima de saída do inversor.

$$TD = \frac{\text{(energia real fornecida pelo sistema)}}{\text{(energia máxima teórica possível)}} \quad (6)$$

Tabela 2: Exemplo de resultado de simulação de clipping com módulos mono e bifaciais

FDI	Geração Anual em kWh (10 ⁶)	Geração Total em kWh (10 ⁶)	Perda Média Anual em kWh por Clipping (10 ⁶)	Percentual de perda por Clipping	TD
Resultados para módulos monofaciais					
1,00	10,80	254,42	0,00	0,02%	81,23%
0,91	11,82	278,72	0,02	0,15%	81,10%
0,83	12,79	303,09	0,12	0,88%	80,46%
0,77	13,52	324,33	0,46	3,21%	78,49%
0,71	14,06	340,49	1,00	6,44%	75,79%
0,67	14,46	352,62	1,68	10,12%	72,71%
0,63	14,77	361,80	2,44	13,81%	69,63%
0,59	15,04	369,15	3,24	17,27%	66,73%
0,56	15,28	375,56	4,08	20,49%	64,03%
0,50	15,70	386,53	5,80	26,22%	59,20%
Resultados para módulos bifaciais					
1,00	11,26	265,39	0,01	0,05%	84,71%
0,91	12,31	290,54	0,04	0,32%	84,44%
0,83	13,24	315,06	0,23	1,64%	83,27%
0,77	13,91	335,12	0,68	4,51%	80,76%
0,71	14,43	350,16	1,29	7,96%	77,75%
0,67	14,79	361,56	2,04	11,79%	74,41%
0,63	15,10	370,27	2,85	15,46%	71,19%
0,59	15,37	377,47	3,70	18,89%	68,19%
0,56	15,61	383,82	4,58	22,06%	65,41%
0,50	16,03	394,78	6,39	27,72%	60,44%

Fonte: adaptado (Villalva, 2021)

Segundo Villalva (2021), de forma experimental é possível observar que o aumento do *Clipping* prejudica a geração de energia, entretanto, observa-se na tabela 2 que a TD aumenta à medida que ocorrem perdas significativas de geração devido ao *Clipping*.

A tabela 2 acima mostra um experimento realizado com módulos mono e bifaciais, registrando: (i) energia gerada no primeiro ano, (ii) energia durante toda a vida útil do sistema, (iii) média anual de perda na geração de energia devido ao *Clipping*, (iv) percentual de perda na geração de energia devido ao *Clipping* e (v) Taxa de Desempenho (TD) ou PR (Performance Ratio)

Pode-se observar por meio da tabela 2 que quando há o aumento do valor das perdas devido ao *clipping*, a TD tem seu valor reduzido.

↑ % Perdas Clipping ↓ TD

↑ FDI ↑ TD

De acordo com Villalva (2021), o que se pode concluir é que a redução da TD pode ser aceitável se o sobredimensionamento do sistema e o clipping forem intencionais, fazendo com que o sistema opere próximo a um valor ótimo de FDI. Outro ponto interessante de se buscar

o sobredimensionamento do sistema alcançando um ponto ótimo do FDI é a obtenção de um LCOE (R\$/kWh) mais atrativo, Equação (7).

$$LCOE = \frac{\text{Custo total durante a vida útil do sistema}}{\text{Energia total produzida durante a vida útil do sistema}} \quad (7)$$

Onde:

LCOE (R\$/kWh)

Custo total durante a vida útil do sistema (R\$/W)

Energia total produzida durante a vida útil do sistema (kWh/W)

2.4 O método de Hora de Sol Pleno

O método de hora de sol pleno permite calcular o número de horas de sol dentro de um único dia (HSP), com irradiação de 1000 W/m² que origina uma energia igual à média diária mensal ou anual fornecida pelo CRESESB é então utilizado para a estimativa da quantidade de energia que o GFV irá gerar, conforme equação (8).

Para obter o HSP utiliza-se o site do CRESESB, ou se realiza o cálculo hora a hora a partir do método descrito no anexo 5.

A Energia Média Diária Fornecida pela Rede (E_{rede}) é encontrada a partir da equação 6 em base anual (Wh/dia) médio anua.

$$E_{rede} = N \cdot P_{mp}^{\circ} \cdot (HSP) \cdot (TD) \quad (8)$$

Onde:

N: Número de módulos FV

P_{mp}° : Potência máxima STC do Módulo FV [W]

HSP: Número de Horas de Sol Pleno [h/dia]

TD: Taxa de desempenho

A taxa de desempenho (TD) é definida pela equação (6), levando em consideração o rendimento do inversor, o rendimento do SPMP (Seguidor do Ponto de Máxima Potência), temperatura de operação do módulo FV, diferença entre módulos de um mesmo modelo, perdas no cabeamento, sujeira na superfície do módulo FV e outros fatores.

Para o CRESESB, a recomendação para o Brasil é que se tenha uma TD entre 0,7 e 0,8.

Para iniciar os cálculos do método HSP, inicia-se definindo o local de estudo a partir da Latitude (Φ) e Longitude (L) para que se obtenha o valor de H_t em kWh/m². O H_t representa a irradiação solar diária média mensal para um módulo FV posicionado de forma a aproveitar o ângulo de inclinação que permita a maior geração de energia.

Desta forma, é possível avaliar utilizando a equação (8) o valor de E_{rede} (Energia Média Diária Fornecida para a Rede), reunindo o número de módulos FV (N), a P_{mp}^o , o H_t e a TD.

Neste método é oportuno se avaliar a influência da temperatura ambiente do local de instalação na potência dos módulos FV quando estão operando ao longo do ano para garantir o funcionamento adequado do sistema e a escolha correta dos equipamentos.

Calcula-se a influência da temperatura na potência, na tensão e na corrente dos módulos FV a partir das equações (9), (10), (11) e (12), respectivamente.

$$T_C = T_a + \frac{G_t}{800} \cdot (T_C^* - 20) \cdot 0,9 \quad (9)$$

$$V_{mp} = V_{m^o p} \cdot \left[1 + \gamma_{V_{mp}} \cdot (T_C - T_C^o) \right] \quad (10)$$

$$P_{mp} = P_{mp}^o \cdot \frac{G_t}{1000} \cdot (1 + \gamma_{mp} (T_C - T_C^o)) \quad (11)$$

$$I_{sc} = I_{sc}^o \cdot [1 + \gamma_{sc} \cdot (T_C - T_C^o)] \quad (12)$$

É importante ressaltar que será feito o cálculo da temperatura máxima e mínima do módulo para que seja compreendida no estudo a influência da variação de temperatura nas suas características operacionais.

Obter os valores de máximo e mínimo é importante para que se obtenha a tensão máxima e mínima do sistema FV, assim como a corrente de curto-circuito, servindo como conta auxiliar para a escolha correta da UCP.

A partir da temperatura mínima anual do módulo FV é possível realizar a verificação do limite superior do SPMP (Sistema de Procura da Máxima Potência) ($V_{mp \text{ máx}}$), de forma análoga, a verificação do limite inferior do SPMP ($V_{mp \text{ mín}}$) é obtida utilizando a temperatura máxima anual do módulo FV.

Além de determinar o $V_{mp \text{ máx}}$ e o $V_{mp \text{ mín}}$, é importante verificar a tensão do limite superior noturno $V_{OC \text{ máx}}$, neste caso utiliza-se a temperatura mínima anual recorde considerando irradiação zero.

A corrente máxima de curto-circuito é uma variável muito importante para o funcionamento do sistema e escolha correta dos equipamentos, portanto, se faz a verificação da $I_{SC\ máx}$ (Corrente Máxima de Curto-Circuito) por SPMP. Equação 12

Para definir a Potência Pico do Gerador Fotovoltaico (P_{pGFV}), utiliza-se a equação 13.

$$P_{pGFV} = N \cdot P_{mp}^{\circ} \quad (13)$$

Segundo Zilles, o Fator de Dimensionamento do Inversor (FDI) deve residir entre os valores de 0,6 e 0,9. A partir da P_{pGFV} é possível escolher a potência nominal do inversor pela equação (14).

$$FDI = \frac{P_{InCA}}{P_{pGFV}} \quad (14)$$

Onde:

P_{pGFV} : Potência pico do sistema FV [W]

P_{InCA} : Potência nominal de saída do inversor em corrente alternada [W]

Para o dimensionamento correto do sistema, se define o número de módulos FV por SPMP de forma a garantir que funcione adequadamente respeitando as faixas de corrente e tensão da UCP.

A equação 15 expressa de forma compacta a condição que determina o número de módulos FV que podem ser ligados em série de forma a respeitar a faixa de tensão do SPMP da UCP.

$$\frac{V_{SPMP(mínima)}}{V_{mp(T_Cmáxima)}} < N_{pF(série)} < \frac{V_{SPMP(máxima)}}{V_{mp(T_Cmínima)}} \quad (15)$$

3. Estudo de Caso

3.1 Descrição do Local e Estimativa da Carga Elétrica

O local objeto de estudo situa-se na cidade de Campinas, no estado de São Paulo, cujas coordenadas geográficas são:

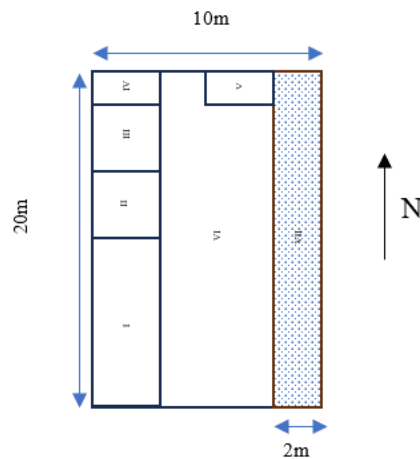
Latitude (Φ): 22,901° S

Longitude (L): 47,149° W

O empreendimento é um entreposto frigorífico constituído por uma câmara frigorífica, uma doca para carregamento e descarregamento de produtos com escritório com iluminação e dispositivos comuns a escritórios. O entreposto frigorífico esquematizado pela figura 14, dispõe dos seguintes ambientes (dimensões em m):

- I: Escritório (10x4)
- II: Câmara Fria (4x4)
- III: Copa (4x4)
- IV: Banheiro Feminino (2x4)
- V: Banheiro Masculino (2x4)
- VI: Área de passagem (18x6 + 2x2)
- VII: Toldo em concreto da doca (20x2)

Figura 14: Planta baixa do entreposto frigorífico



Fonte: Próprio autor

A carga elétrica diária em 24 horas usa a seguinte base (tabela 3).

Tabela 3: Lista de equipamentos do entreposto frigorífico

Item	Nº	Pot (W)	Pot Total (W)
Lâmpadas Escritório	18	28	516
Lâmpadas Copa	7	28	206
Lâmpadas Câmara Fria	7	28	206
Lâmpadas Banheiro Masculino	4	28	103
Lâmpadas Banheiro Feminino	4	28	103
Lâmpadas Área de Passagem	36	28	1008
Lâmpadas Doca	18	28	504
Câmara Fria	1	2050	2050
Computadores	10	135	1350
Microondas	2	1400	2800
		Total	8847

Fonte: Próprio autor

Para identificar o quanto o sistema FV irá suprir da demanda elétrica do entreposto frigorífico, foram elencados equipamentos que estariam presentes na instalação, assim como suas respectivas quantidades e potências.

É estimado que o entreposto frigorífico utilizará durante o dia por um período de 24 horas os computadores, a câmara fria, as lâmpadas da área de passagem, as lâmpadas do escritório e as lâmpadas da copa. Estima-se que os micro-ondas, lâmpadas da doca, lâmpadas do banheiro feminino e masculino serão utilizados por um período de 12 horas ao longo dos dias.

$$Pot_{câmara Fria} = 2,05 \text{ kW}$$

$$E_{câmara Fria} = 2,05 \cdot 24 = 49,2 \text{ kWh/dia}$$

Obtendo a energia que o sistema FV injeta na rede:

$$E_{rede} = N \cdot P_{mp}^{\circ} \cdot (HSP) \cdot (TD)$$

$$E_{rede} = 60 \cdot 440 \cdot 10^{-3} \cdot 5,16 \cdot 0,75 = 102,2 \text{ kWh}$$

Apenas para fins de esclarecimento, observa-se que apenas a câmara frigorífica operando 24 horas por dia já consumiria 48% da geração de energia do sistema FV.

$$\%Pot_{câmara Fria} = 49,2/102,2 = 48\%$$

Por fim, obtém-se o percentual de suprimento do consumo do entreposto frigorífico:

$$E_{Total Consumida} = 5,1 \cdot 24 + 0,9 \cdot 12 + 2,8 \cdot 1 = 136 \text{ kWh/dia}$$

$$E_{Total Consumida} = 136 \text{ kWh/dia}$$

$$\%Supr. = \frac{102,2}{136} = 75,14\%$$

Com as estimativas de consumo apresentadas acima, espera-se que o sistema FV supra 75,1% da demanda de energia elétrica do entreposto frigorífico.

3.2 Potencial Solar

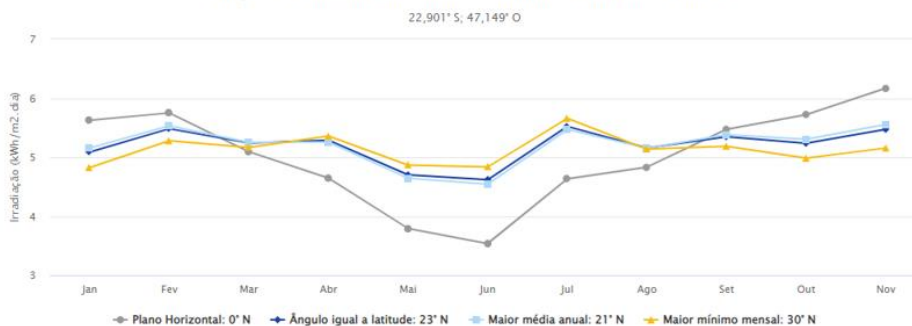
O site CRESEB disponibiliza dados de irradiação solar de regiões brasileiras a partir das coordenadas de latitude e longitude. A figura 15 permite consultar valores de irradiação solar na região de campinas ao longo do ano.

Figura 15: Dados de irradiação solar em Campinas

Estação: Campinas
Município: Campinas , SP - BRASIL
Latitude: 22,901° S
Longitude: 47,149° O
Distância do ponto de ref. (22,892373° S; 47,207981° O): 6,1 km

#	Ângulo	Inclinação	Irradiação solar diária média mensal [kWh/m ² .dia]												Média	Delta
			Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez		
<input type="checkbox"/>	Plano Horizontal	0° N	5,63	5,75	5,09	4,65	3,79	3,54	3,70	4,63	4,83	5,47	5,72	6,17	4,91	2,63
<input checked="" type="checkbox"/>	Ângulo igual a latitude	23° N	5,09	5,48	5,24	5,29	4,70	4,62	4,73	5,52	5,16	5,35	5,24	5,47	5,16	,90
<input checked="" type="checkbox"/>	Maior média anual	21° N	5,16	5,53	5,25	5,26	4,64	4,54	4,66	5,47	5,15	5,38	5,30	5,56	5,16	1,01
<input checked="" type="checkbox"/>	Maior mínimo mensal	30° N	4,82	5,28	5,17	5,36	4,87	4,83	4,93	5,66	5,14	5,19	4,98	5,16	5,11	,83

Irradiação Solar no Plano Inclinado -Campinas-Campinas, SP-BRASIL



De acordo com a figura 15, será utilizado o valor de 5,16 kWh/m².dia para a irradiação solar diária média mensal, representado pelo ângulo de inclinação 21° que fornece a maior média anual.

A climatologia de Campinas, tabela 4, é um fator relevante para o estudo de dimensionamento de um sistema fotovoltaico, pois devem ser consideradas as variações de temperatura nos cálculos de dimensionamento do sistema FV.

A tabela 4 nos permite observar: (i) Temperatura Máxima Recorde, (ii) Temperatura Máxima Média (27,9°C), (iii) Temperatura Média (22,3°C), (iv) Temperatura Mínima Média (16,6°C) e (v) Temperatura Mínima Recorde (0,3°C).

Tabela 4: Dados climatográficos de Campinas

Dados climatológicos para Campinas													[Esconder]
Mês	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Ano
Temperatura máxima recorde (°C)	36,4	36,6	35,8	34,2	31,8	30,6	32,2	34,7	37,4	40,1	36,3	36,1	40,1
Temperatura máxima média (°C)	29,5	29,9	29,5	28,3	25,3	24,7	25,1	26,9	28,2	29,2	29,1	29,6	27,9
Temperatura média (°C)	24,6	24,8	24,3	22,8	19,7	18,8	18,8	20,3	22	23,4	23,6	24,4	22,3
Temperatura mínima média (°C)	19,6	19,6	19,1	17,3	14,2	12,9	12,5	13,6	15,8	17,6	18,2	19,2	16,6
Temperatura mínima recorde (°C)	12,8	15,4	13,6	6,4	5,8	0,3	1,6	3,2	5,4	9,8	10,6	13,3	0,3
Precipitação (mm)	266,6	188,4	157,5	64	62,3	48,6	33,4	27,3	60,6	107,8	157	202,7	1 376,2

Fonte: Centro Integrado de Informações Agrometeorológicas (CIIAGRO-SP) (climatologia: 1992-2020; recordes de temperatura: 26/08/1992-presente)^{[1][2][3][4]}

Fonte: Wikipedia (2023)

3.3 Escolha dos Módulos Fotovoltaicos

No mercado brasileiro são oferecidos módulos FV de diversas marcas, como (i) Jinko, (ii) JA Solar (iii), Trina Solar, (iv) Canadian Solar, (v) BYD entre outras.

Dentre elas foram selecionados os módulos FV da Canadian Solar, modelo CS3W-440MB-AG. Esta escolha foi realizada baseada em (i) Aceitação do produto pelo mercado, (ii) Disponibilidade de Fornecimento, (iii) Qualidade, (iii) Garantia e (iv) Vida-Útil

Todos os equipamentos utilizados no projeto serão novos e é prevista a utilização de 60 módulos FV monocristalinos de 440W de potência, uma vez que existe restrição de área disponível para a instalação do sistema FV, assim como dois inversores monofásicos de 12,3 kW com 2 entradas SPMP.

Não serão utilizados MLPE's (*module level power eletronics*), dispositivo que auxilia na utilização do ponto de máxima potência do sistema e que permite realizar um monitoramento de performance dedicado, módulo a módulo.

Escolhendo o módulo FV Canadian CS3W-440MB-AG, cujos dados estão resumidos na tabela 5 (datasheet no anexo 3) com potência nominal máxima STC $P_{mp}^{\circ} = 440W$ e conforme a irradiação solar obtida pela CRESESB de 5,16 kWh/m².dia (HSP) para uma inclinação (β) de 21°, podemos estimar a energia gerada pelo método CRESESB de Horas de Sol Pleno usando 60 módulos FV e uma TD (Taxa de Desempenho) de 0,75 pela expressão.

Tabela 5: Dados STC módulo FV Canadian 440W bifacial

ELECTRICAL DATA STC*						
	Nominal Max. Power (Pmax)	Opt. Operating Voltage (Vmp)	Opt. Operating Current (Imp)	Open Circuit Voltage (Voc)	Short Circuit Current (Isc)	Module Efficiency
CS3W-435MB-AG	435 W	40.5 V	10.75 A	48.5 V	11.42 A	19.5%
5%	457 W	40.5 V	11.29 A	48.5 V	11.99 A	20.5%
Bifacial Gain**	10% 479 W	40.5 V	11.83 A	48.5 V	12.56 A	21.4%
20%	522 W	40.5 V	12.90 A	48.5 V	13.70 A	23.4%
30%	566 W	40.5 V	13.98 A	48.5 V	14.85 A	25.3%
CS3W-440MB-AG	440 W	40.7 V	10.82 A	48.7 V	11.48 A	19.7%
5%	462 W	40.7 V	11.36 A	48.7 V	12.05 A	20.7%
Bifacial Gain**	10% 484 W	40.7 V	11.90 A	48.7 V	12.63 A	21.7%
20%	528 W	40.7 V	12.98 A	48.7 V	13.78 A	23.6%
30%	572 W	40.7 V	14.07 A	48.7 V	14.92 A	25.6%

Fonte: Datasheet Canadian CS3W-440MB-AG

3.4 Avaliação do Número de módulos FV

A cobertura possui 200m², as dimensões do módulo FV escolhido são de 1,048m x 2,132m. Estimando que o lado de 1,048m seja o do apoio, pode-se alinhar 15 módulos em uma fileira e ocupar a laje com 4 fileiras totalizando 60 módulos FV.

A avaliação da disposição dos módulos é de grande relevância e deve ser realizada para identificar limitações como disponibilidade de área no local onde o sistema FV será instalado e sombreamentos.

É comum encontrar locais onde se pretende instalar um sistema FV, havendo a presença de árvores e outros elementos próximos que podem causar sombreamento nos módulos FV. Portanto, é necessário avaliar a distância adequada entre os módulos do sistema FV e esses elementos para evitar que haja sombreamento durante seu funcionamento. Essa análise visa minimizar o tempo em que os módulos FV operam parcialmente ou totalmente sombreados.

A equação 16 apresenta a forma utilizada para realizar a análise do sombreamento causado por objetos, enquanto a equação 17 aborda o sombreamento entre os próprios módulos FV. É possível analisar a relação Fator de Espaçamento (F_e) e Latitude na figura 16 abaixo.

A figura 17 representa uma situação na qual se realiza a análise de sombreamento causado por objetos, enquanto a figura 18 trata do sombreamento entre módulos FV.

$$D_{mínima} = F_e \cdot (H - H_{EFV}) \quad (16)$$

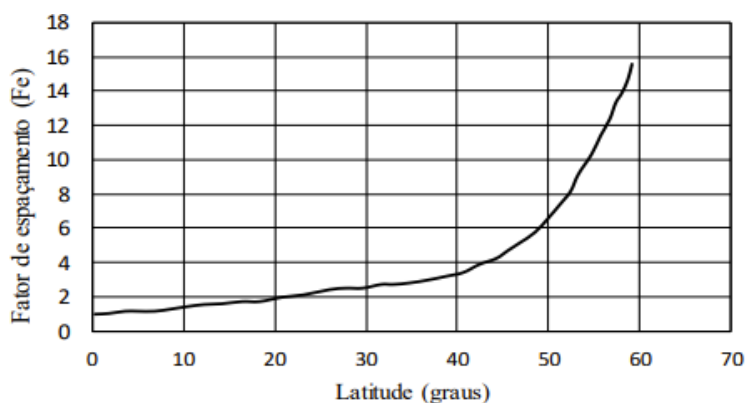
Onde:

F_e = Fator de sombreamento adimensional (obtido a partir da figura 20)

H = Altura do objeto potencial gerador de sombreamento

H_{EFV} = Altura da estrutura de sustentação do sistema FV em relação ao nível do solo

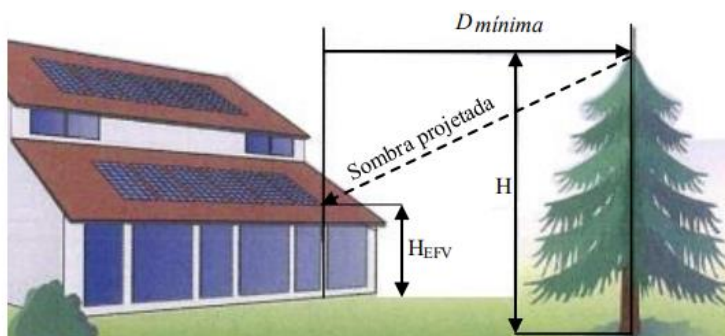
Figura 16: Fator de espaçamento em função da latitude



Fonte: Rodrigues (2017)

Esta monografia não contemplará a avaliação citada acima, uma vez que o local onde será instalado o sistema FV não possui objetos próximos com potencial de gerar sombreamento nos módulos FV.

Figura 17: Determinação da distância mínima de objetos para sombreamento



Fonte: Adaptado de Altener (2004)

Fonte: Rodrigues (2017)

Para se obter o melhor rendimento do módulo FV é necessário realizar um cálculo de espaçamento com o objetivo de ter a maior geração de energia dispondo de uma inclinação ótima, evitando sombreamento causado pelos próprios módulos FV. Equação 17.

$$d = L \cdot [\cos \beta + (\sin \beta / \tan \alpha)] \quad (17)$$

Onde:

$L =$ Largura do módulo FV

$\beta =$ Inclinação do painel em relação ao chão
 $\alpha =$ Altitude solar

De acordo com (Pacheco, 2021), o ângulo zenital (θ_z), representa a incidência solar sobre um plano horizontal, dado pela direção do sol com a perpendicular do plano horizontal.
($0^\circ < \theta_z < 90^\circ$)

Para se obter o ângulo zenital, utiliza-se a declinação solar (δ) referente ao dia 21 de junho, considerando que nesta data tem-se o maior período de sombra do ano. O período do ano de maior sombreamento dos módulos FV é usado como critério para os cálculos de dimensionamento.

Utilizando como base de cálculo o dia 21 de junho (21/06) para obter a variável Cor, utiliza-se a equação 18 abaixo, lembrando sempre de arredondar para o menor número inteiro.

$$Cor = \left(\frac{\text{número do mês}}{2} \right) - 2 \quad (18)$$

$$Cor = \left(\frac{6}{2} \right) - 2$$

$$Cor = 1$$

Para se obter o número do dia do ano, utiliza-se a equação 19 abaixo.

$$n = \text{dia do mês} + (\text{número do mês} - 1) \cdot 30 + Cor \quad (19)$$

$$n = 21 + (6 - 1) \cdot 30 + 1 \quad (18)$$

$$n = 172$$

Após obter o valor de n é possível utilizar a equação 20 para obter a declinação solar.

$$\delta = 23,45 * \text{sen}((360/365) * (284 + n)) \quad (20)$$

$$\delta = 23,45 \text{ (declinação solar)}$$

$$\Phi = -22,90 \text{ (latitude)}$$

Com o auxílio das variáveis δ (*declinação solar*) e Φ (latitude), utiliza-se a equação 21 para se chegar no ângulo zenital ao meio-dia solar, ou seja, $\omega = 0$, sendo $\cos w = 1$.

$$\cos \theta_z = \sin \delta \cdot \sin \Phi + \cos \delta \cdot \cos \Phi \quad (21)$$

A partir da equação 20 entende-se que a mesma pode ser representada como a fórmula trigonométrica do cosseno da diferença. Equação 22

$$\cos \theta_z = \cos(\delta - \Phi) \quad (22)$$

Portanto,

$$\cos \theta_z = \cos [23,45 - (-22,90)]$$

$$\cos \theta_z = 0,69025$$

$$\cos^{-1} \theta_z = 0,69025$$

$$\theta_z = 46,35^\circ$$

A Equação 23 nos permite adquirir o valor da altitude solar a partir do ângulo zenital.

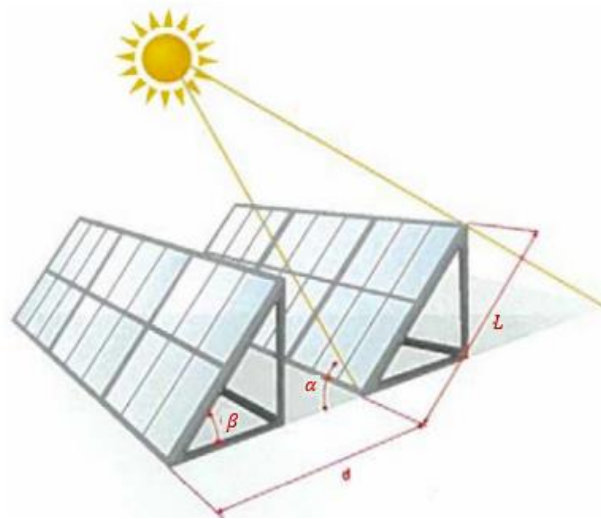
$$\alpha = 90 - \theta_z \quad (23)$$

$$\alpha = 90 - 46,35$$

$$\alpha = 43,65^\circ$$

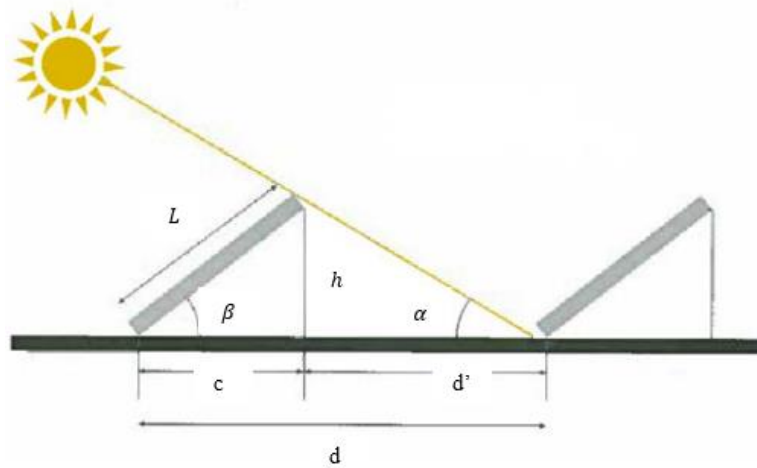
As figuras 18 e 19 representam a forma que os módulos FV serão instalados na área de instalação do sistema FV, indicando: (i) o ângulo de inclinação do módulo (β), (ii) altitude solar (α), (iii) a largura do módulo FV (L), (iv) o comprimento da projeção do módulo FV no plano horizontal (c), (v) o comprimento do vão entre as fileiras de módulos FV (d') e (vi) a distância entre o início de uma fileira de módulos a outra (d).

Figura 18: Determinação da distância mínima entre fileiras, adaptado



Fonte: Adaptado (Lopes, 2017)

Figura 19: Determinação da distância entre as fileiras dos módulos FV



Fonte: Adaptado (Lopes, 2017)

Conforme a equação 17,

$$d = 1,048 \cdot [\cos 21 + (\text{sen } 21 / \tan 43,65)]$$

$$d = 1,37 \text{ m}$$

Considerando que a área do local para a instalação do sistema FV é de 200m², é necessário identificar a quantidade e disposição dos módulos FV no ambiente.

$$\cos \alpha = c/L \quad (24)$$

Onde:

c = largura do módulo inclinado no plano horizontal

L = largura do módulo FV (Datasheet)

$$c = 1,048 \cdot \cos \alpha$$

$$c = 1,048 \cdot \cos(21) = 1,048 \cdot 0,9336 = 0,9783 \text{ m}$$

$$c = 0,9783 \text{ m}$$

A partir do valor da largura do módulo inclinado no plano horizontal (c) e a distância entre os módulos (d), se obtém o valor do vão entre os módulos (d'). Equação 25.

$$d' = d - c \quad (25)$$

Para um comprimento de laje de 200m, deve-se avaliar o número de módulos FV que poderão ser instalados ao longo do comprimento do ambiente (C_a), portanto, o número de módulos FV pode ser calculado como expressa a Equação 26:

$$c \cdot N = C_a - [d' \cdot (N - 1)] \quad (26)$$

$$N = \frac{C_a + d'}{c + d'}$$

Onde:

N = Número de módulos FV

C_a = Comprimento do ambiente de instalação do sistema FV

c = Largura do módulo FV inclinado no plano horizontal (Projeção do módulo no plano horizontal)

d' = comprimento do vão entre os módulos FV

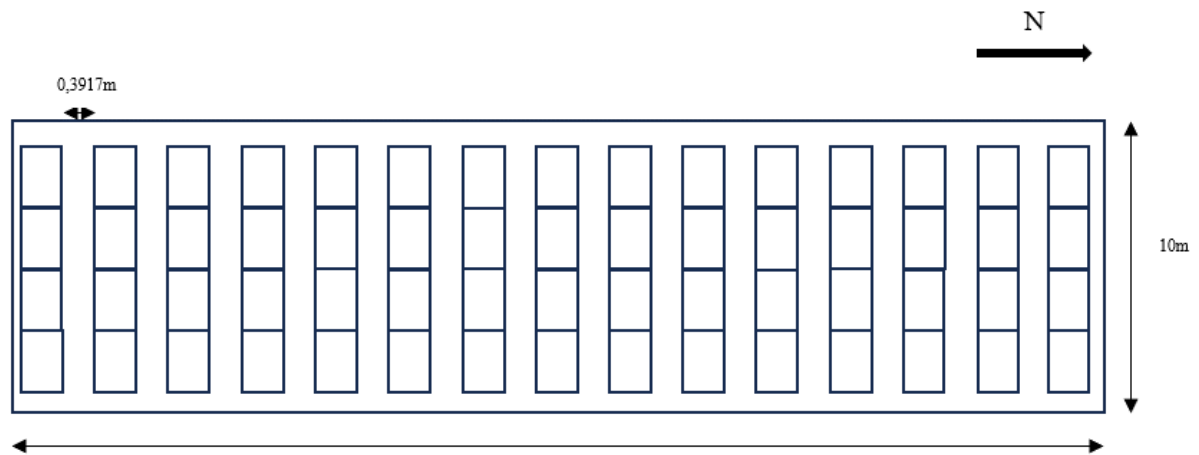
Utilizando a equação 26, pode-se chegar no número de módulos FV que serão instalados ao longo do comprimento da laje.

$$n = \frac{20 + 0,3917}{0,9783 + 0,3917}$$

$$n = 14,88 \text{ módulos FV}$$

Apesar do valor máximo de módulos a serem instalados na laje ser 14,88, serão feitos ajustes nos espaçamentos entre os módulos FV e na altura em que serão instalados de forma a caber 15 fileiras com 4 módulos FV cada. A figura 20 representa o local de instalação e a disposição dos módulos, compondo o sistema FV.

Figura 20: Disposição dos módulos FV na instalação



Fonte: Próprio autor

3.5 Escolha da UCP

O inversor escolhido para este estudo foi o modelo Primo 8.2-1 da marca Fronius. Abaixo é possível visualizar suas especificações técnicas (tabela 6): tensão máxima de entrada permitida pelo inversor (V_{CC}), tensões mínimas e máximas, para que as entradas SPMP exerçam suas funções de procura pelos pontos de máxima potência do sistema ($U_{spmp\ min}$ e $U_{spmp\ máx}$) e a corrente máxima de curto-circuito ($I_{sc\ máx\ CA}$).

Tabela 6: Dados técnicos do inversor

Dados	Valor	Unidade
Pot. CA Nom.	8,2	kW
Vcc	1000	V
Uspmpmin	240	V
Uspmpmax	800	V
Iscmax CA	34,2	A
Ispmpmax	27	A

Fonte: Datasheet Fronius Primo 8.2-1

A escolha deste inversor se deu pela necessidade de termos um equipamento que entregue eficiência ao sistema, permitindo que o sistema opere dentro das faixas de limite inferior e superior de corrente e tensão.

A potência pico do sistema FV pode ser calculada da seguinte forma:

$$P_{pGFV} = N \cdot P_{mp}^{\circ}$$

Sabe-se que:

$$N = 60$$

$$P_{mp}^{\circ} = 440W$$

Portanto,

$$P_{pGFV} = 60 \cdot 440$$

$$P_{pGFV} = 26.400 \text{ Wp} = 26,4 \text{ kWp}$$

Consultando os diferentes fornecedores de inversores encontramos o inversor Fronius Primo 8.2-1, dados na tabela 6 (anexo 4). Desta tabela é possível extrair a Potência de saída $P_{Inv CA} = 8,2 \text{ kW}$. Considerando a potência pico do sistema FV (P_{pGFV}), é oportuno escolher 2 inversores para que se tenha um FDI de 0,62, dentro da faixa recomendada por Zilles ($0,6 < \text{FDI} < 0,9$).

Em seguida, verifica-se a possibilidade de utilizar 4 strings de 15 módulos FV em série, duas a duas para cada SPMP, assim como verificar suas características (corrente e tensão) nas diferentes condições climáticas operacionais e a conformidade com a faixa de operação do SPMP do inversor de 270-800V.

$$P_{Inv CA} = 8,2 \text{ kW}$$

Verificando o valor de FDI,

$$P_{Total Inv CA} = 2 \cdot 8,2 = 16,4 \text{ kW}$$

$$FDI = \frac{P_{InCA}}{P_{pGFV}}$$

$$FDI = \frac{16,4}{26,4} = 0,62$$

Sabendo que a faixa de SPMP é 270-800V, $V_{mp} = 40,7 \text{ V}$ e que cada string tem 15 módulos ligados em série conectados a um SPMP, multiplicamos o valor da tensão nominal STC do módulo FV (V_{mp}) pelo número de módulos FV ligados em série que serão conectados em cada entrada de SPMP da UCP.

$$240 < 15 \cdot V_{mp} < 800$$

$$15 \cdot 40,7 = 610,5 \text{ V}(Ok)$$

Esta avaliação do limite de tensão trata-se apenas de uma avaliação preliminar, no item 3.7 serão feitas as avaliações de (i) tensão mínima ($V_{mp \text{ min.}}$), utilizando a temperatura máxima ambiente e (ii) tensão máxima ($V_{mp \text{ máx.}}$), utilizando a temperatura mínima ambiente.

3.6 Verificação das Strings ou arranjos fotovoltaicos

Após definir a quantidade de inversores e sabendo o número de módulos FV, é realizada a etapa seguinte, que consiste na definição dos arranjos fotovoltaicos.

Quantidade de módulos FV por inversor:

- 60 módulos FV / 2 inversores = 30 módulos FV por inversor

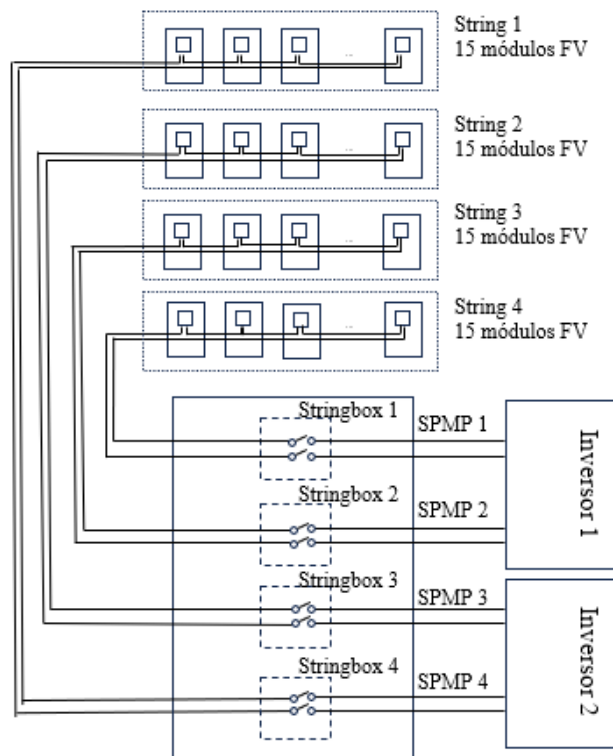
Número de módulos FV por entrada SPMP:

- 60 módulos FV / 4 SPMPs = 15 módulos FV por SPMP

Número de módulos FV por string:

- 60 módulos FV / 4 strings = 15 módulos FV por string

Figura 21: Diagrama simplificado do sistema FV



Fonte: Próprio autor

3.7 Verificação dos limites operacionais do inversor

Para garantir o bom funcionamento do inversor, assim como a confiabilidade e disponibilidade do sistema fotovoltaico durante toda a sua vida útil, é necessário realizar 4 verificações: (i) tensão do limite inferior, (ii) tensão do limite superior, (iii) tensão limite noturno e (iv) corrente máxima dos SPMPs

Essas checagens são cruciais para que o sistema opere dentro das faixas limites operacionais estabelecidos pelo fabricante.

3.7.1 Tensão limite inferior

Para cada string deve-se garantir que a tensão mínima gerada pelos módulos FV seja maior do que a tensão mínima de partida do inversor, portanto:

$$V_{mp \text{ min. string}} = n \cdot V_{mp} > V_{spmp \text{ min.}}$$

Sabendo que a tensão do módulo FV é dada por:

$$V_{mp} = V_{m^0p} \cdot \left[1 + \gamma_{V_{mp}} \cdot (T_C - T^0_C) \right]$$

Sendo que a temperatura do módulo FV é dada por:

$$T_C = T_a + \frac{G_t}{800} \cdot (T_{NOC} - 20) \cdot 0,9$$

Sabe-se que a tensão mínima ocorre com a temperatura ambiente máxima (recorde), portanto, consultando a tabela 4, temos o valor de:

$$T_{a \text{ máx}} = 40,1 \text{ } ^\circ\text{C}$$

De acordo com a figura 3 (datasheet), o valor de T_{NOC} em módulo é:

$$T_{NOC} = 41 \text{ } ^\circ\text{C}$$

A partir dos dados coletados acima, sabe-se que a temperatura máxima do módulo FV seria:

$$T_{C \text{ máx}} = 40,1 + \left(\frac{1000}{800} \right) \cdot (41 - 20) \cdot 0,9$$

$$T_{C \text{ máx}} = 63,72 \text{ } ^\circ\text{C}$$

$$V_{mp\ min} = 40,7 \cdot (1 - 0,0026 (63,72 - 25))$$

$$V_{mp\ min} = 36,60\ V$$

Dado que a string possui 15 módulos FV, temos:

$$V_{mp\ min\ string} = 15 \cdot 36,60\ V = 549\ V$$

De acordo com a tabela 6 sabemos que a tensão de partida é 240 V, portanto o valor da tensão mínima atende a faixa mínima de tensão para a operação da UCP.

$$V_{mp\ min\ string} = 549\ V > V_{cc\ min.} = 240\ V\ (Ok)$$

3.7.2 Tensão do Limite Superior

Se faz necessário verificar se a tensão fornecida pelos módulos FV ultrapassa o limite superior de tensão estabelecido pelo fabricante. A tensão de entrada de cada string deve ser inferior a 800 V.

$$V_{mp\ máx\ string} = n \cdot V_{mp} < V_{spmp\ máx}$$

Esta etapa de verificação é semelhante a etapa anterior, porém, com alguns parâmetros de entrada diferentes, já que o valor de tensão máxima deve ser obtido a partir da temperatura média mínima.

A tabela 4 mostra que a temperatura média mínima da região de Campinas/SP é 12,5 °C

$$T_{a\ min.} = 12,5\ ^\circ C$$

$$T_C = T_a + \frac{G_t}{800} \cdot (T_{NOC} - 20) \cdot 0,9$$

A partir do cálculo acima chegamos na temperatura mínima do módulo FV, expressa pela equação abaixo:

$$T_{C\ mín.} = 12,5 + \left(\frac{1000}{800}\right) \cdot (41 - 20) \cdot 0,9$$

$$T_{C\ mín.} = 37,25\ ^\circ C$$

$$V_{mp\ máx} = 40,7 \cdot [1 - 0,0026 (37,25 - 25)]$$

$$V_{mp\ máx} = 39,40\ V$$

Dado que a string possui 15 módulos FV, temos:

$$V_{mp\ máx\ string} = 15 \cdot 39,40\ V = 591\ V$$

De acordo com a tabela 6 (anexo 4), sabemos que a tensão máxima de entrada suportada pela UCP é de 1.000 V, portanto, o dimensionamento permanece respeitando as faixas de operação do equipamento.

$$V_{mp\ máx\ string} = 591\ V < V_{SPMP\ máx} = 800\ V\ (Ok)$$

3.7.3 Tensão Noturna Limite

Para cada string deve-se verificar se a tensão máxima obtida no período noturno ultrapassa o limite superior da faixa de tensão da UCP de 1000 V.

$$V_{oc\ máx\ not.} = n \cdot V_{oc\ máx\ not.} < V_{Inv\ máx}$$

Sabendo que a temperatura mínima recorde (tabela 4) na região chega em $0,3^\circ C$ e $T_{NOC} = 41^\circ C$:

$$T_{C\ not.} = T_a + \frac{G_t}{800} \cdot (T_{NOC} - 20) \cdot 0,9$$

Sendo $G_t = 0$, portanto:

$$T_a\ not. = 0,3^\circ C$$

A partir do valor da temperatura mínima do módulo, chega-se na tensão máxima noturna utilizando agora a tensão de circuito aberto (V_{oc}) ao invés da tensão nominal STC (V_{mp}), como nos casos anteriores.

$$V_{oc\ not.} = V_{oc} \cdot [1 - \gamma_{V_{mp}} (T_{C\ not.} - 25)]$$

$$V_{oc\ not.} = 48,7 \cdot [1 - 0,0026(0,3 - 25)]$$

$$V_{oc\ not.} = 51,83\ V$$

Com a tensão máxima noturna obtém-se a tensão máxima da string

$$V_{oc\ string\ Not.} = 15 \cdot 51,83\ V = 777,45\ V$$

$$V_{oc\ not.} = 777,45\ V < V_{Inv\ Máx} = 1.000\ V\ (Ok)$$

3.7.4 Corrente Máxima do SPMP

Da mesma forma que identificamos se a tensão de partida e a tensão de entrada respeitavam as faixas de operação da UCP, é necessário realizar o mesmo procedimento para a corrente de entrada do SPMP.

A avaliação da corrente de entrada no SPMP é de grande importância, pois se a corrente estiver fora da faixa de operação, o mecanismo de busca pelo ponto de máxima potência não realizará sua função, gerando grande ineficiência no sistema fotovoltaico.

$$I_{SC \text{ máx}} < I_{SPMP \text{ máx}}$$

$$I_{SC} = I_{SC}^0 \cdot [1 + \gamma_{SC} \cdot (T_C - T_C^0)]$$

De acordo com tabela 5 e figura 3, o valor de I_{SC}^0 e γ_{SC} do módulo FV são:

$$I_{SC}^0 = 11,48 \text{ A}$$

$$\gamma_{SC} = 0,05 \text{ \%}/^\circ\text{C}$$

Sabe-se que a corrente máxima do sistema ocorre na temperatura máxima ambiente (recorde):

$$T_{a \text{ máx}} = 40,1 \text{ }^\circ\text{C}$$

De acordo com a figura 3, para o módulo FV, pode-se assumir:

$$T_{NOC} = 41 \text{ }^\circ\text{C}$$

Utilizando os valores de $T_{a \text{ máx}}$ e T_{NOC} , chega-se na temperatura máxima do módulo FV:

$$T_{C \text{ máx}} = 40,1 + \left(\frac{1000}{800}\right) \cdot (41 - 20) \cdot 0,9$$

$$T_{C \text{ máx}} = 63,72 \text{ }^\circ\text{C}$$

A partir da temperatura máxima do Sistema, obtém-se a corrente máxima do Sistema:

$$I_{SC \text{ máx}} = 11,48 \cdot [1 + 0,0005 \cdot (63,72 - 25)]$$

$$I_{SC \text{ máx}} = 11,70 \text{ A}$$

De acordo com a tabela 6, sabe-se que a máxima corrente de entrada do inversor $I_{SPMP \text{ máx}} = 27 \text{ A}$.

$$I_{SC \text{ máx}} = 11,70 \text{ A} < I_{SPMP \text{ máx}}$$

$$I_{SC \text{ máx}} = 11,70 \text{ A} < 27 \text{ (Ok)}$$

3.8 Verificação do Número de módulos FV ligados em série

Para checar a quantidade de módulos FV que podem ser ligados em série em cada SPMP, se utiliza a equação abaixo:

$$\frac{V_{SPMP \text{ min.}}}{V_{MP}(T_C \text{ máxima})} < N(\text{Série}) < \frac{V_{SPMP \text{ máx}}}{V_{MP}(T_C \text{ mínima})}$$

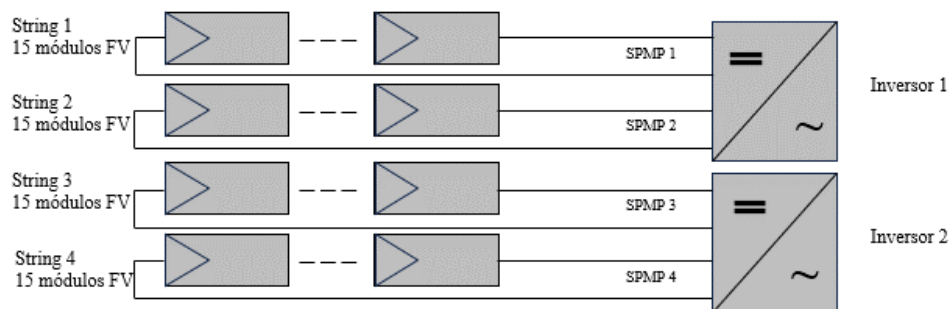
$$\frac{240}{37,03} < N(\text{Série}) < \frac{800}{38,87}$$

$$6,48 < N(\text{Série}) < 20,58$$

$$7 < N(\text{Série}) < 20$$

Pode-se concluir que é possível ligar em série por SPMP entre 8 e 19 módulos FV. Abaixo, na figura 22 temos um esquema simplificado do sistema FV em estudo.

Figura 22: Representação do sistema FV

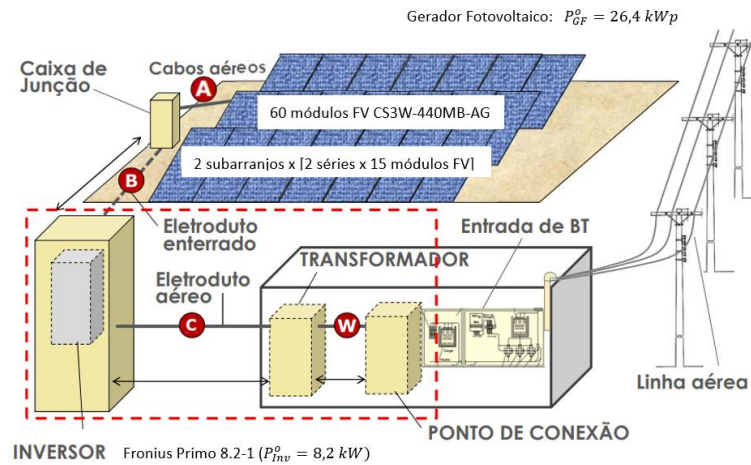


Fonte: Próprio autor

3.9 Dimensionamento dos Cabos CC/CA

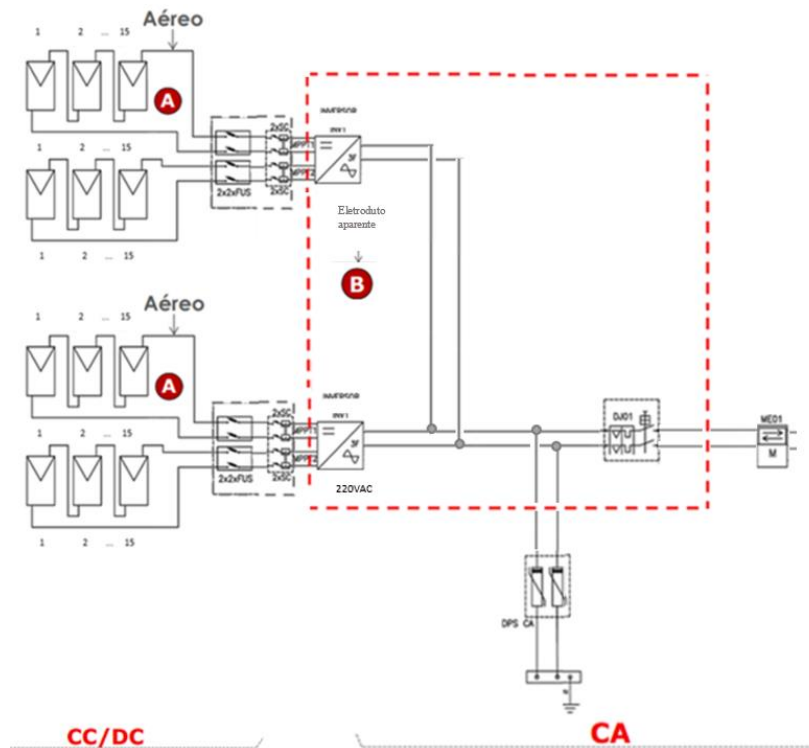
3.9.1 Parâmetros iniciais da energia gerada por string do sistema

Figura 23: Desenho esquemático do sistema FV (visão dos cabamentos)



Fonte: Adaptado de Nakano, A (PECEPOLI)

Figura 24: Diagrama Trifilar do sistema FV de um arranjo



Fonte: Adaptado de Nakano, A (PECEPOLI)

Cálculo da corrente nominal em condição de temperatura máxima de módulos FV $I_{mp}(T_{Cmáx})$

$$I_{mp} = 10,82 \text{ A}$$

$$I_{mp}(T_{Cmáx}) = 10,82 \cdot [1 + 0,0005 \cdot (63,72 - 25)]$$

$$I_{mp \text{ max}}(T_{Cmáx}) = 11,03 \text{ A}$$

Tensão nominal em temperatura máxima e mínima de módulos FV:

$$V_{mp}(T_{Cmáx}) = 549 \text{ V}$$

$$V_{mp}(T_{Cmin.}) = 591 \text{ V}$$

Corrente máxima de curto-circuito do módulo FV:

$$I_{SC \text{ max}}(T_{Cmáx}) = 11,70 \text{ A}$$

3.9.2 Parâmetros gerais do sistema fotovoltaico

Potência nominal do sistema FV:

$$P_{NGFV} = 26,4 \text{ kW}$$

Potência nominal de saída do inversor (2 inversores de 8,2 kW):

$$P_{InCA} = 16,4 \text{ kW}$$

Tensão nominal de saída do inversor:

$$V_{CA \text{ inv}} = 220 \text{ V}$$

Faixa de corrente nominal de saída de rede (2 inversores de 37,3 A):

$$I_{CA \text{ inv}} = 74,6 \text{ A}$$

Temperatura ambiente máxima:

$$T_{A \text{ máx}} = 29,9 \text{ }^\circ\text{C}$$

Temperatura ambiente recorde:

$$T_{A \text{ máx}} = 40,1 \text{ }^\circ\text{C}$$

Condutividade do cobre:

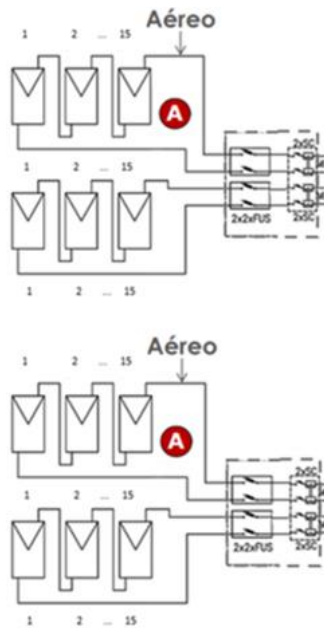
$$\gamma_{\omega} = 46,82 \text{ m}/\Omega \cdot \text{mm}^2$$

Resistividade térmica do terreno = $3 \text{ K} \cdot \text{m}/\text{W}$

3.9.3 Dimensionamento do sistema

Circuito A (Cabos aéreos)

Figura 25: Diagrama circuito A



Fonte: Adaptado de Nakano, A (PECEPOLI)

Cálculo da corrente estimada para o ponto A do diagrama:

$$I_e = I_{SC \text{ máx}} / FCA$$

Onde:

FCA: Fator de correção por agrupamento de circuitos

Para o circuito A, a partir da tabela 7, utiliza-se o método C1-1 Sol: cabo ao ar livre exposto ao Sol

De acordo com a tabela 7 abaixo que apresenta a tabela 42 da norma NBR 5410 - Instalações Elétricas de Baixa Tensão para dois circuitos agrupados, tem-se $FCA = 0,80$.

$$I_e = 11,70 / 0,80$$

$$I_e = 14,62 \text{ A}$$

Tabela 7: Tabela 42, NBR 5410 - Instalações elétricas de baixa tensão

Tabela 42 — Fatores de correção aplicáveis a condutores agrupados em feixe (em linhas abertas ou fechadas) e a condutores agrupados num mesmo plano, em camada única

FCA		Número de circuitos ou de cabos multipolares												Tabelas dos métodos de referência
Ref.	Forma de agrupamento dos condutores	1	2	3	4	5	6	7	8	9 a 11	12 a 15	16 a 19	≥20	
1	Em feixe: ao ar livre ou sobre superfície; embutidos; em conduto fechado	1,00	0,80	0,70	0,65	0,60	0,57	0,54	0,52	0,50	0,45	0,41	0,38	36 a 39 (métodos A a F)

Fonte: ABNT NBR 5410

Tabela 8: Tabela C3 Método C1, NBR 16612 - Cabos de Potência para sistemas fotovoltaicos

TABELAS DA ABNT NBR 16612/2017 - CABOS DE POTÊNCIA PARA SISTEMAS

DC/CC

FOTOVOLTAICOS..... TENSÃO ATÉ 1,8KV C.C/90°C

MÉTODO DE INSTALAÇÃO/REFERÊNCIA: MÉTODO C1 – CABO INSTALADO AO AR LIVRE

Tabela C.3 – Capacidade de condução de corrente para cabos instalados em temperatura ambiente de 40 °C e temperatura no condutor em regime permanente de 90 °C

Seção mm ²	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	24	23	27	23	20	19	24	20
2,5	32	31	36	32	26	26	32	26
4	42	41	48	42	35	34	42	35

Caso de exposição ao Sol com intensidade de radiação de 1.000W/m².

Fonte: ABNT NBR 16612

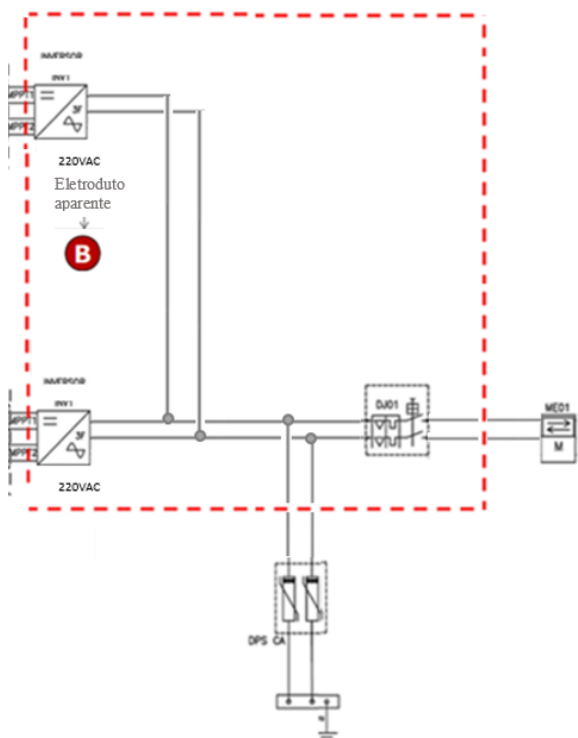
Utiliza-se o Método C1, presente na tabela 8: Cabo instalado ao ar livre para se chegar na seção do cabo.

Seguindo os parâmetros da tabela, para o modo de instalação número 2 de uma instalação ao ar livre e exposta ao sol, chega-se em uma seção de cabo de 1,5 mm².

Conforme estabelecido pela ABNT NBR 5410, para circuitos de potência é exigida uma seção mínima de cabo de 2,5 mm², portanto, o valor de 2,5 mm² será utilizado neste momento para esta etapa dos cálculos.

Circuito B (Eletroduto aparente)

Figura 26: Diagrama circuito B



Fonte: Adaptado de Nakano, A (PECEPOLI)

Cálculo da corrente estimada para o ponto C do diagrama:

$$I_e = I_n \text{ inv} / FCA$$

Para o ponto B do diagrama utiliza-se o método B1: Cabo em Conduto fechado (Eletroduto Aparente)

De acordo com a tabela 42 da NBR 5410, presente na tabela 7, para 1 circuito ou cabo multipolar, tem-se $FCA = 1$.

$$I_e = 74,6 / 1$$

$$I_e = 74,6 \text{ A}$$

A tabela 9 abaixo apresenta fatores de correção para temperatura ambiente. Para este estudo a isolamento do condutor será de PVC e será utilizada uma temperatura ambiente de $41,1^\circ\text{C}$ (temperatura ambiente recorde) para a escolha do fator de correção para temperatura ambiente (FCT).

Tabela 9: Tabela 40, NBR 5410 - Instalações elétricas de baixa tensão

Temperatura °C	Isolação	
	PVC	EPR ou XLPE
Ambiente		
10	1,22	1,15
15	1,17	1,12
20	1,12	1,08
25	1,06	1,04
35	0,94	0,96
40	0,87	0,91
45	0,79	0,87

Fonte: NBR 5410

$$I_e = I_e / FCT$$

Será utilizado um fator 0,79, uma vez que a temperatura máxima ambiente recorde é 40,1°C e o material da camada isolante do cabo é de PVC.

$$I_e = 74,6 / 0,79$$

$$I_e = 94,43 \text{ A}$$

Tabela 10: Tabela 37, NBR 5410 - Instalações elétricas de baixa tensão

CA

Tabela 37 — Capacidades de condução de corrente, em ampères, para os métodos de referência A1, A2, B1, B2, C e D
Condutores de cobre – Isolação EPR/XLPE 90°C – T_{ambiente} = 30°C

Seções nominais mm ²	Métodos de referência indicados na tabela 33											
	A1		A2		B1		B2		C		D	
	Número de condutores carregados											
	2	3	2	3	2	3	2	3	2	3	2	3
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)	(11)	(12)	(13)
Cobre												
0,5	10	9	10	9	12	10	11	10	12	11	14	12
0,75	12	11	12	11	15	13	15	13	16	14	18	15
1	15	13	14	13	18	16	17	15	19	17	21	17
1,5	19	17	18,5	16,5	23	20	22	19,5	24	22	26	22
2,5	26	23	25	22	31	28	30	26	33	30	34	29
4	35	31	33	30	42	37	40	35	45	40	44	37
6	45	40	42	38	54	48	51	44	58	52	56	46
10	61	54	57	51	75	66	69	60	80	71	73	61
16	81	73	76	68	100	88	91	80	107	96	95	79
25	106	95	99	89	133	117	119	105	138	119	121	101

Fonte: NBR 5410

Sabe-se que o método aplicado para este circuito será o B1 presente na tabela 10, portanto, olhando para este método de referência na tabela e escolhendo o número 2 (monofásico) para a opção de número de condutores, é definida a seção do cabo de acordo com a corrente estimada (I_e).

Sabendo que $I_e = 94,43A$ é definida uma seção de cabo no valor de 16 mm^2

Tabela 11: Dados calculados dos circuitos A e B (dimensionamento dos cabos)

Circuitos	Método da Instalação	Circuitos Agrupados	Corrente de projeto (A)	Fator de correção (Perdas)			I _e - Corrente estimada (A)	Seção do condutor (mm ²)
				FCA	FCR	FCT		
A	C1-1 Sol	2	11,70	0,8	-	-	14,62	2,5
B	B1	1	74,60	0,8	-	-	94,43	16

Fonte: Próprio autor

3.9.4 Avaliação da queda de tensão

Para obter a espessura ideal do fio de cobre em cada segmento do sistema garantindo confiabilidade e qualidade do sistema, é necessário garantir que a queda de tensão por percurso de circuito global seja menor do que 3%. Para isso, faz-se uma verificação de cada circuito para entender como se comportam as quedas de tensão (variação percentual e nominal) de cada segmento do sistema para que sejam feitas correções nas seções dos condutores.

Circuito A

Considerando o comprimento do cabo (comprimento total de cabo por string $2 \times 18,5 = 37 \text{ m}$)
 $l = 18,5 \text{ m}$

Sabendo o comprimento total de cabos a ser utilizado para cada string (ida e volta de cabos) é 37m , a corrente estimada ($11,7A$), a condutividade do cobre ($\gamma_{\omega} = 46,82 \text{ m}/\Omega \cdot \text{mm}^2$) e a seção do cabo ($2,5 \text{ mm}^2$).

$$e = (I_e \cdot l) / (\gamma_m \cdot S)$$

Como estamos falando de uma string para cada MPPT, não temos strings em paralelo, portanto

$$e = [11,70 \cdot (2 \cdot 18,5)] / (46,82 \cdot 2,5)$$

$$e = 3,70 \text{ V}$$

Para obter a variação percentual da queda de tensão, utiliza-se a expressão a seguir:

$$\Delta V[\%] = e / V_{mp \text{ min.}}$$

Com $V_{mp \text{ min.string.}} = 549 \text{ V}$

$$\Delta V_A[\%] = 3,70 / 549$$

$$\Delta V_A[\%] = 0,006739 = 0,67\%$$

$$\Delta V_A[\%] = 549 \cdot (1 - 0,006739)$$

$$V_{A \min.} = 545,30 \text{ V}$$

Circuito B

Considerando o comprimento do cabo $l = 30 \text{ m}$

Sabendo o comprimento do cabo a ser utilizado (30m), a corrente estimada (94,43 A), a resistividade do cobre ($\gamma_{\omega} = 46,82 \text{ m}/\Omega \cdot \text{mm}$) e a seção do cabo (16 mm^2).

$$e = (I_e \cdot l) / (\gamma \cdot S)$$

$$e = [94,43 \cdot (30)] / (46,82 \cdot 16)$$

$$e = 3,78$$

Para obter a variação percentual da queda de tensão, utiliza-se a expressão a seguir:

$$\Delta V[\%] = e / V_{Inv \text{ CA}}$$

Com $V_{Inv \text{ CA}} = 220 \text{ V}$

$$\Delta V_C[\%] = 3,78 / 220$$

$$\Delta V_C[\%] = 0,017181 = 1,72\%$$

$$V_{C \min.} = 220 \cdot (1 - 0,017181)$$

$$V_{B \min.} = 216,22 \text{ V}$$

3.9.5 Variação de tensão global do sistema

Correção das seções nos circuitos A e B

Para garantir que a queda de tensão global do sistema não ultrapasse 3% é realizada a verificação da queda de tensão dos circuitos A e B separadamente.

$$\Delta V_A[\%] = 0,67\% < 3\% \text{ (Ok)}$$

$$\Delta V_B[\%] = 1,72\% < 3\% \text{ (Ok)}$$

O valor da variação de tensão em ambos os circuitos não ultrapassa o limite de 3%, portanto esta etapa de verificação será considerada conforme não sendo necessário realizar correções nas seções dos fios.

Quando se obtém uma não conformidade no dimensionamento dos cabos é necessário utilizar seções de condutores maiores para reduzir as perdas ôhmicas no sistema e então alcançar um valor inferior a 3% de variação de tensão.

Enquadramento da tensão dos cabos na faixa de operação da UCP (Inversor)

$$240 < V_{mppt} < 800$$

$$V_{A\ min.}' = 545,30\ V$$

$$240 < 545,30 < 800\ (Ok)$$

4. Análise de proteção com fusíveis das séries fotovoltaicas

Regras Gerais [ABNT/PRODIST]

- DC: Proteção contra sobrecorrente na string
- DC: Proteção contra sobrecorrente instalada na caixa de junção ou String Box
- CA: Proteção contra curto-circuito na interface de conexão e um método de isolamento e seccionamento (IEC 60364-7-712)
- CA: A capacidade de curto-circuito não poderá ultrapassar 8kA na MT e de 35 kA na BT, enquanto rede/geração operarem em paralelo.

PROTEÇÃO CONTRA SOBRECORRENTE EM DC

Causas das sobrecorrentes (arranjos FV):

- Faltas à terra nos condutores do arranjo FV
- Correntes de curto-circuito em módulos FV, caixas de junção ou cabeamento dos módulos FV
- Soma das correntes de múltiplas ligações em paralelo de strings
- Inversores ou fontes externas aos quais eles estejam ligados
- (corrente de retorno)

*Dispositivos para proteção em DC: somente c/ fusíveis tipo gPV (IEC 60269-6) ou disjuntores (NBRIEC60947-2 ou IEC 60898-2).

Circuito A: String Fotovoltaica

Regra 3 – Circuito A

De acordo com a Regra 3 disponível na NBR 16690, o dimensionamento da proteção das séries fotovoltaicas deve garantir: (I) proteção individual das strings ou (II) proteção única para strings ligadas em paralelo.

Para a proteção individual das strings, deve-se atender a ambas as restrições abaixo:

$$1,5 \cdot I_{SC\ MOD} < I_n < 2,4 \cdot I_{SC\ MOD} \quad (I)$$

$$I_n \leq I_{MOD\ MÁX\ OCPR} \quad (II)$$

Sendo:

- $I_{MOD\ MÁX\ OCPR}$: valor máximo de proteção contra sobrecorrente do módulo FV determinado pela IEC 61730-2
- I_n : corrente nominal do dispositivo

(I)

$$1,5 \cdot 11,70 < I_n < 2,4 \cdot 11,70$$

$$17,55\ A < I_n < 28,08\ A$$

\therefore Fusível DC de 20 A

(II)

$$I_n < I_{MOD\ MÁX\ OCPR}$$

$$I_n = 20\ A < 25\ A$$

O valor de $I_{MOD\ MÁX\ OCPR}$ é escolhido de forma a atender a corrente reversa máxima suportável pelo módulo nas condições de teste de 135% de sobrecarga, obtido do datasheet

Regra 1: Coordenação da proteção de sobrecorrente com os condutores – NBR 5410

Tabela 12: Tabela C3 Método C1, NBR 16612 - Cabos para sistemas fotovoltaicos

TABELAS DA ABNT NBR 16612/2017 - CABOS DE POTÊNCIA PARA SISTEMAS

DC/CC

FOTOVOLTAICOS.....TENSÃO ATÉ 1,8KV C.C/90°C

MÉTODO DE INSTALAÇÃO/REFERÊNCIA: MÉTODO C1 – CABO INSTALADO AO AR LIVRE

Tabela C.3 – Capacidade de condução de corrente para cabos instalados em temperatura ambiente de 40 °C e temperatura no condutor em regime permanente de 90 °C

Seção mm ²	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	24	23	27	23	20	19	24	20
2,5	32	31	36	32	26	26	32	26
4	42	41	48	42	35	34	42	35

Caso de exposição ao Sol com intensidade de radiação de 1.000W/m².

Fonte: NBR 16612

O valor de I_Z é retirado da tabela C.3 NBR 16612 presente na tabela 12 acima a partir da escolha do modo de instalação e seção do cabo.

$$I_2 = I_n \leq I_Z$$

$$20 \leq 26 A (Ok)$$

$$I_B = I_{SC MOD} \leq I_n \leq I_Z$$

$$I_B = 11,70 \leq 20 \leq 26 A (Ok)$$

Sendo:

I_B : corrente de projeto do circuito

I_Z : capacidade de condução de corrente dos condutores (tabela 12)

I_n : corrente nominal do dispositivo de proteção (ou corrente de ajuste)

I_2 : corrente convencional de atuação, para disjuntores, ou corrente convencional de fusão, para fusíveis

Regra 4 - Circuito B CA

$$I_2 = \text{Fator de segurança} \cdot I_{Inv}(\text{nominal})$$

$$I_2 = 2 \cdot 37,3 = 74,6 \text{ A}$$

∴ Disjuntor CA termomagnético tripolar de 80 A

Regra 1:

Tabela 13: Tabela 37, NBR 5410 - Instalações elétricas de baixa tensão

Tabela 37 — Capacidades de condução de corrente, em ampères, para os métodos de referência A1, A2, B1, B2, C e D
Condutores de cobre – Isolação EPR/XLPE 90°C – T_{ambiente} = 30°C

Seções nominais mm ²	Métodos de referência indicados na tabela 33											
	A1		A2		B1		B2		C		D	
	Número de condutores carregados											
	2	3	2	3	2	3	2	3	2	3	2	3
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)	(11)	(12)	(13)
Cobre												
0,5	10	9	10	9	12	10	11	10	12	11	14	12
0,75	12	11	12	11	15	13	15	13	16	14	18	15
1	15	13	14	13	18	16	17	15	19	17	21	17
1,5	19	17	18,5	16,5	23	20	22	19,5	24	22	26	22
2,5	26	23	25	22	31	28	30	26	33	30	34	29
4	35	31	33	30	42	37	40	35	45	40	44	37
6	45	40	42	38	54	48	51	44	58	52	56	46
10	61	54	57	51	75	66	69	60	80	71	73	61
16	81	73	76	68	100	88	91	80	107	96	95	79
25	106	95	99	89	133	117	119	105	138	119	121	101

Fonte: NBR 5410

Para definir o I_Z é necessário identificar o valor da corrente considerando: (I) Método de referência (B1), (II) número de condutores carregados (3) e (III) seção do cabo (4)

$$I_2 \leq I_Z$$

$$80 \leq 100 \text{ A}$$

$$I_B = I_{n \text{ proj}} \leq I_n \leq I_Z$$

$$74,60 \leq I_n \leq 100 \text{ A}$$

$$74,60 \leq 80 \leq 100 \text{ A (Ok)}$$

Tabela 14: Dados dos circuitos A e B (proteção com fusíveis)

Circuitos	Seção do condutor antes (mm ²)	Corrente do projeto (I _B /I _{sc}) [A]	Fator de seletividade (Regras 3/4/CA)	Corrente com fator (I ₂) [A]	Corrente nominal do dispositivo (I _n)	Suportabilidade térmica do módulo FV para corrente reversa (I _{mod})	Corrente nominal do condutor (I _Z) [A]	Seção do condutor (ajustado) [mm ²]
A	2,5	11,7	1,5	20,0	25	25	26	2,5
B	16,0	74,60	1	74,60	80	-	100	16

Fonte: Próprio autor

Desta maneira tem-se de forma completa o estudo preliminar que fornece os principais aspectos técnicos e permite a elaboração do CAPEX e da viabilidade financeira do sistema.

5. Viabilidade Financeira do Sistema FV

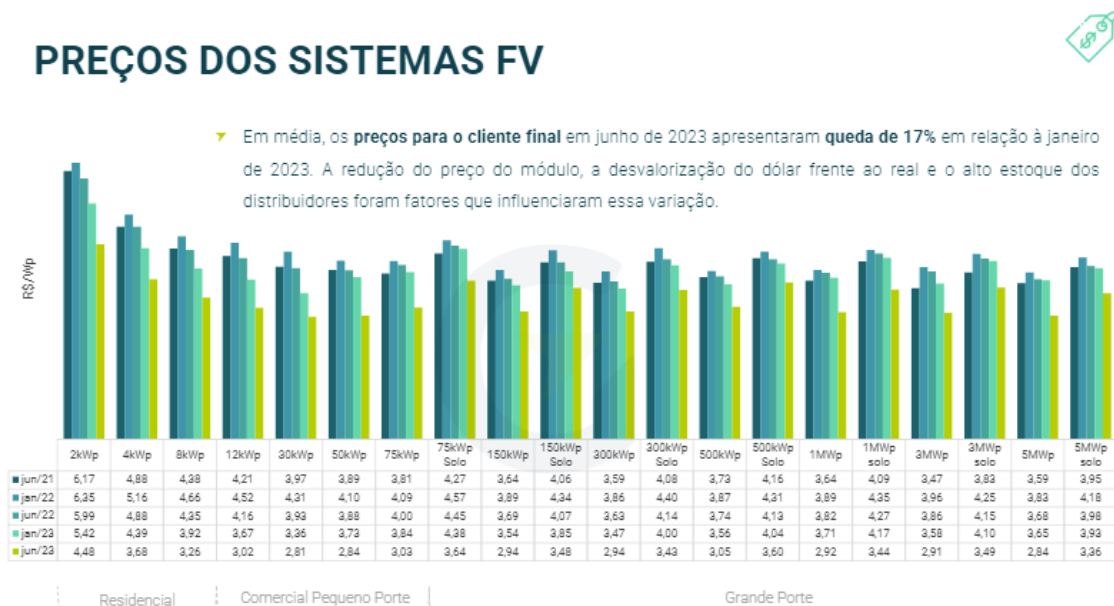
Segundo o relatório da Greener do ano 2023, pode-se utilizar o valor aproximado de 3,02 R\$/Wp para estimar o CAPEX de um sistema FV (figura 26), considerando que o sistema em estudo apresenta potência pico de 24,6 kWp, ou seja, 2 sistemas de 12kWp. Será feita uma correção neste valor estabelecido pela Greener, para ser mais conservador, utilizado 4,50 R\$/Wp como o número que irá representar o preço do sistema FV.

Pode-se concluir que o CAPEX (despesa de capital) em questão seria aproximadamente R\$ 110.700,00. O CAPEX de um sistema FV inclui: (i) cabeamento, (ii) conectores, (iii) inversores FV, (iv) módulos FV, (v) estruturas de fixação, (vi) componentes de fixação, (vii) instalação, (viii) homologação do sistema e (ix) análise estrutural do imóvel.

É importante considerar o OPEX (despesa de operação) no estudo, portanto inclui-se as seguintes despesas: (i) limpeza, (ii) manutenção do sistema, (iii) manutenção do terreno/telhado e (iv) troca de equipamentos.

Neste estudo o OPEX utilizado incluirá limpeza e manutenção, estipulando que seja equivalente a 3% ao ano do valor do CAPEX, ou seja, R\$ 3.321,00 todos os anos.

Figura 27: Preço de sistemas FV por Wp



Fonte: Greener, 2023.

Greener
Fonte: Greener (2023)

Sabe-se que a unidade consumidora (entreposto frigorífico) possui um consumo de 136 kWh/dia, porém apenas 75,14% serão supridos pelo sistema FV, ou seja, será considerado um consumo anual de 37.303 kWh/ano.

Considerando as 4 contas de luz presentes no anexo 2, pode-se concluir que na região de Campinas, onde se faz o presente estudo, em média, o valor da conta de luz de uma unidade consumidora em R\$ é equivalente a 83% da soma do consumo de energia em kWh durante o horário de ponta e fora ponta, ou seja, se tivéssemos 10000 kWh de consumo em um mês (ponta e fora ponta), o valor gasto com energia seria aproximadamente 83% do consumo, portanto, R\$ 8.300,00. Vide anexo 2 para consulta das tarifas e valores de conta de luz da concessionária de energia CPFL Paulista e Piratininga usadas como base de cálculo.

Sabendo que o sistema FV irá suprir 102,2 kWh por dia da UC, multiplicando por 365 dias temos 37.303 kWh por ano.

Sabe-se, de forma empírica (anexo 2) e como comentado acima, que 83% do valor em kWh valor seria o equivalente ao dinheiro gasto no ano com a conta de luz. Isto posto, pode-se concluir que o custo anual desta unidade consumidora suprido pelo sistema FV seria 83% de 37.303 kWh/ano, ou seja, R\$ 30.961,49 seria o valor que a unidade consumidora deixaria de gastar anualmente com a utilização do sistema FV.

Para realizar os cálculos do fluxo de caixa acumulado representado pela tabela 15 abaixo, se utiliza o valor do investimento inicial (CAPEX) de R\$ 110.700,00 somando ano a ano o valor relacionado a economia de energia R\$ 30.961,49, abatido o valor da manutenção de R\$ 3.321,00 (OPEX), resultando em um fluxo de caixa livre anual de R\$ 27.640,00.

Tabela 15: Fluxo de caixa acumulado (30 anos)

	Ano	Flx Caixa		Flx Caixa Acu	
2023	0	-R\$	110.700	-R\$	110.700
2024	1	R\$	27.640	-R\$	83.060
2025	2	R\$	27.640	-R\$	55.419
2026	3	R\$	27.640	-R\$	27.779
2027	4	R\$	27.640	-R\$	138
2028	5	R\$	27.640	R\$	27.502
2029	6	R\$	27.640	R\$	55.143
2030	7	R\$	27.640	R\$	82.783
2031	8	R\$	27.640	R\$	110.424
2032	9	R\$	27.640	R\$	138.064
2033	10	R\$	27.640	R\$	165.705
2034	11	R\$	27.640	R\$	193.345
2035	12	R\$	27.640	R\$	220.986
2036	13	R\$	27.640	R\$	248.626
2037	14	R\$	27.640	R\$	276.267
2038	15	R\$	27.640	R\$	303.907
2039	16	R\$	27.640	R\$	331.548
2040	17	R\$	27.640	R\$	359.188
2041	18	R\$	27.640	R\$	386.829
2042	19	R\$	27.640	R\$	414.469
2043	20	R\$	27.640	R\$	442.110
2044	21	R\$	27.640	R\$	469.750
2045	22	R\$	27.640	R\$	497.391
2046	23	R\$	27.640	R\$	525.031
2047	24	R\$	27.640	R\$	552.672
2048	25	R\$	27.640	R\$	580.312
2049	26	R\$	27.640	R\$	607.953
2050	27	R\$	27.640	R\$	635.593
2051	28	R\$	27.640	R\$	663.234
2052	29	R\$	27.640	R\$	690.874
2053	30	R\$	27.640	R\$	718.515

Fonte: Próprio autor

Para obter a Taxa interna de retorno do investimento (TIR), foi utilizada a fórmula abaixo:

$$\sum_{i=1}^n (FC_i) / (1 + TIR)^i$$

Onde:

FC_i = Fluxo de caixa do período
 i = Período de cada investimento
 n = Período final do investimento

A TIR obtida neste estudo é de 25%.

Para se obter o valor presente líquido (VPL), utiliza-se a fórmula a seguir:

$$V_{PL} = \sum_{n=1}^{n=N} (FC_t)/(1+i)^n$$

Onde:

V_{PL} = Valor presente líquido

FC = Fluxo de caixa

t = momento em que o fluxo de caixa ocorreu

i = taxa de desconto ou taxa mínima de atratividade

n = Período de tempo

Na tabela 16 abaixo é possível visualizar o valor do VPL para diferentes valores de taxa de desconto que variam de 12 a 20%.

Tabela 16: VPL para taxas de desconto de 12 a 20% (30 anos)

VPL	R\$ 111.949,23		R\$ 60.040,79		R\$ 41.787,22		R\$ 26.920,24	
Ano	12%		16%		18%		20%	
0	-R\$	110.700	-R\$	110.700	-R\$	110.700	-R\$	110.700
1	R\$	24.679	R\$	23.828	R\$	23.424	R\$	23.034
2	R\$	22.035	R\$	20.541	R\$	19.851	R\$	19.195
3	R\$	19.674	R\$	17.708	R\$	16.823	R\$	15.996
4	R\$	17.566	R\$	15.266	R\$	14.257	R\$	13.330
5	R\$	15.684	R\$	13.160	R\$	12.082	R\$	11.108
6	R\$	14.004	R\$	11.345	R\$	10.239	R\$	9.257
7	R\$	12.503	R\$	9.780	R\$	8.677	R\$	7.714
8	R\$	11.164	R\$	8.431	R\$	7.353	R\$	6.428
9	R\$	9.967	R\$	7.268	R\$	6.232	R\$	5.357
10	R\$	8.899	R\$	6.266	R\$	5.281	R\$	4.464
11	R\$	7.946	R\$	5.401	R\$	4.476	R\$	3.720
12	R\$	7.095	R\$	4.656	R\$	3.793	R\$	3.100
13	R\$	6.334	R\$	4.014	R\$	3.214	R\$	2.583
14	R\$	5.656	R\$	3.460	R\$	2.724	R\$	2.153
15	R\$	5.050	R\$	2.983	R\$	2.308	R\$	1.794
16	R\$	4.509	R\$	2.572	R\$	1.956	R\$	1.495
17	R\$	4.026	R\$	2.217	R\$	1.658	R\$	1.246
18	R\$	3.594	R\$	1.911	R\$	1.405	R\$	1.038
19	R\$	3.209	R\$	1.648	R\$	1.191	R\$	865
20	R\$	2.865	R\$	1.420	R\$	1.009	R\$	721
21	R\$	2.558	R\$	1.224	R\$	855	R\$	601
22	R\$	2.284	R\$	1.056	R\$	725	R\$	501
23	R\$	2.040	R\$	910	R\$	614	R\$	417
24	R\$	1.821	R\$	784	R\$	520	R\$	348
25	R\$	1.626	R\$	676	R\$	441	R\$	290
26	R\$	1.452	R\$	583	R\$	374	R\$	241
27	R\$	1.296	R\$	503	R\$	317	R\$	201
28	R\$	1.157	R\$	433	R\$	268	R\$	168
29	R\$	1.033	R\$	373	R\$	227	R\$	140
30	R\$	923	R\$	322	R\$	193	R\$	116

Fonte: Próprio autor

Figura 28: Gráfico do VPL com taxas de desconto de 12 a 20%

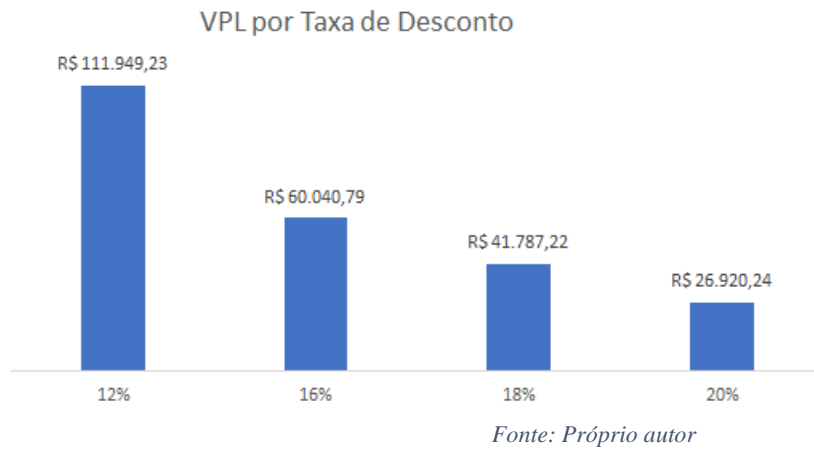
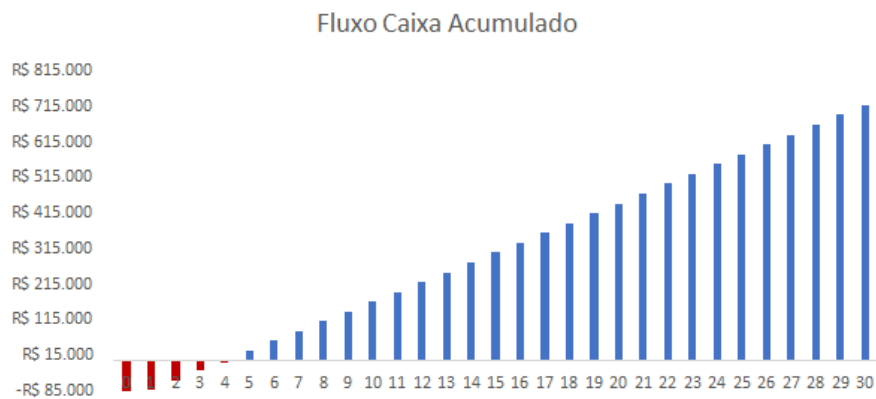


Figura 29: Gráfico do fluxo de caixa acumulado (30 anos)



Outro fator importante para avaliar é o LCOE do sistema FV, considerando a equação 7 para a realização do cálculo abaixo, pode-se concluir que o custo nivelado de energia do sistema é de 0,19 R\$/kWh, lembrando que não foi considerada a perda de eficiência dos módulos FV ao longo dos 30 anos.

$$LCOE = \frac{CAPEX + OPEX}{Energia\ gerada\ em\ 30\ anos}$$

$$LCOE = \frac{110.700 + 99.630}{102,2 \cdot 365 \cdot 30}$$

$$LCOE = 0,19\ R\$/kWh$$

6. Conclusões

Foi realizado um estudo preliminar de implantação de um sistema fotovoltaico para um Entrepasto Frigorífico, localizado em Campinas SP, com 60 FV localizados na laje de cobertura de 200m² e potência 24,6 kWp acoplada a duas UCP de 8,2 kW de potência máxima de saída.

A presente monografia representa o estudo de dimensionamento de um sistema fotovoltaico realizando também a análise da queda de tensão nos circuitos elétricos do sistema, visando identificar a seção do condutor ideal para cada equipamento. Ao longo do estudo, diversos parâmetros foram considerados, levando em consideração um horizonte de 30 anos. Os resultados obtidos demonstram a viabilidade e a eficiência do sistema proposto.

Ao finalizar o estudo, foi possível verificar que o Valor Presente Líquido (VPL) permaneceu positivo em todos os valores de taxa de desconto utilizados, indicando que o investimento no sistema fotovoltaico é economicamente vantajoso. Além disso, a Taxa Interna de Retorno (TIR) alcançou um impressionante valor de 25%, o que ressalta a atratividade do projeto.

O período de payback, que representa o tempo necessário para recuperar o investimento inicial, revelou-se muito curto, estimado em apenas 4 anos. Esse dado reforça a eficiência do sistema, tornando-o não apenas uma alternativa sustentável, mas também um investimento financeiramente sólido.

Em resumo, este estudo confirma que a implementação de um sistema fotovoltaico dimensionado de forma adequada é não apenas ambientalmente responsável, mas também financeiramente vantajosa. Com um VPL positivo, uma TIR impressionante e um curto período de payback, é evidente que a utilização de energia solar é uma solução sustentável e economicamente atrativa. Além disso, a análise da queda de tensão e o correto dimensionamento dos fios contribuem para a eficiência operacional a longo prazo. Portanto, recomenda-se fortemente a adoção desse sistema como parte de uma estratégia de energia limpa e sustentabilidade para o futuro.

7. Bibliografia

- Causas e efeitos da corrente reversa nos módulos fotovoltaicos. Disponível em: <<https://canalsolar.com.br/corrente-reversa-fotovoltaico/>>
- COUTINHO, C. R. O EFEITO DO SOMBREAMENTO E DIODOS DE BYPASS EM MÓDULOS FOTOVOLTAICOS
- Dados da câmara fria. Disponível em: <[Câmara Fria Gallant 06R-DCP 4x4 - GALLANT-321636 \(lojadomecanico.com.br\)](https://lojadomecanico.com.br/Câmara-Fria-Gallant-06R-DCP-4x4-GALLANT-321636)>
- HECKTHEUER, L. A., KRENZINGER, A. USO DE DIODOS DE BYPASS E DE BLOQUEIO NA PROTEÇÃO DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS
- IEA Consumo Global de Energia. Disponível em: <<https://www.iea.org/reports/world-energy-balances-overview/world>>
- LOPES, R. J. C. EFEITO DO SOMBREAMENTO NOS PAINÉIS FOTOVOLTAICOS
- MACHADO, G. M. V., MOREIRA, H. S., VILLALVA, M. G., SILVA, J. L. S., MELO, K. B., COSTA, T. S. Impact of Bifacial Modules on the Inverter Clipping in Distributed Generation Photovoltaic Systems in Brazil
- MESQUITA, D. B., SAKÔ, E. Y., MOREIRA, H. S., VILLALVA, M. G., CAMPOS, R. E. Concepts and Case Study of Mismatch Losses in Photovoltaic Modules
- MOREIRA, J. R. S. et al. Energias Renováveis, Geração Distribuída e Eficiência Energética
- PERIN, A. L. ANÁLISE DA INFLUÊNCIA DE DIFERENTES ESTRATÉGIAS DE ARREFECIMENTO NO DESEMPENHO E DURABILIDADE DE INVERSORES DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS CONECTADOS À REDE
- RODRIGUES, M. J. S. AVALIAÇÃO TEÓRICA E EXPERIMENTAL DE GERADORES FOTOVOLTAICOS SOB DIFERENTES CONDIÇÕES DE SOMBREAMENTO.
- [Solar Levelized Cost of Energy Analysis | Solar Market Research and Analysis | NREL](https://www.nrel.gov/solar/market-research-analysis/solar-levelized-cost.html#:~:text=NREL%20conducts%20levelized%20cost%20of,the%20impacts%20of%20the%20work.). Disponível em: <<https://www.nrel.gov/solar/market-research-analysis/solar-levelized-cost.html#:~:text=NREL%20conducts%20levelized%20cost%20of,the%20impacts%20of%20the%20work.>>
- Technical Information Efficiency and Derating SUNNY BOY / SUNNY BOY STORAGE / SUNNY TRIPOWER / SUNNY MINI CENTRAL / SUNNY HIGHPOWER
- Uma Introdução aos Sistemas Fotovoltaicos - Blog Eletrônica de Potência (eletronicadepotencia.com). Disponível em: <<https://eletronicadepotencia.com/sistemas-fotovoltaicos/>>
- ZOMER, C. D. MÉTODO DE ESTIMATIVA DA INFLUÊNCIA DO SOMBREAMENTO PARCIAL NA GERAÇÃO ENERGÉTICA DE SISTEMAS SOLARES FOTOVOLTAICOS INTEGRADOS EM EDIFICAÇÕES

ANEXOS

Anexo I – Tabelas ABNT NBR 5410 – Instalações Elétricas de Baixa Tensão

TABELAS DA ABNT NBR 5410/2005 - INSTALAÇÕES ELÉTRICAS DE BAIXA TENSÃO

FCT para CA

Tabela 40 — Fatores de correção para temperaturas ambientes diferentes de 30°C para linhas não-subterrâneas e de 20°C (temperatura do solo) para linhas subterrâneas

Temperatura °C	Isolação	
	PVC	EPR ou XLPE
Ambiente		
10	1,22	1,15
15	1,17	1,12
20	1,12	1,08
25	1,06	1,04
35	0,94	0,96
40	0,87	0,91
45	0,79	0,87

F CRS

Tabela 41— Fatores de correção para linhas subterrâneas em solo com resistividade térmica diferente de 2,5 K.m/W

Resistividade térmica K.m/W	1	1,5	2	3
Fator de correção	1,18	1,1	1,05	0,96

FCA

Tabela 45 — Fatores de agrupamento para linhas em eletrodutos enterrados¹⁾

Condutores isolados ou cabos unipolares em eletrodutos²⁾ – Um condutor por eletroduto

Número de circuitos (grupos de dois ou três condutores)	Espaçamento entre eletrodutos (a)			
	Nulo	0,25 m	0,5 m	1,0 m
2	0,80	0,90	0,90	0,95
3	0,70	0,80	0,85	0,90

Tabela 42 — Fatores de correção aplicáveis a condutores agrupados em feixe (em linhas abertas ou fechadas) e a condutores agrupados num mesmo plano, em camada única

FCA

Ref.	Forma de agrupamento dos condutores	Número de circuitos ou de cabos multipolares												Tabelas dos métodos de referência
		1	2	3	4	5	6	7	8	9 a 11	12 a 15	16 a 19	≥20	
1	Em feixe: ao ar livre ou sobre superfície; embutidos; em conduto fechado	1,00	0,80	0,70	0,65	0,60	0,57	0,54	0,52	0,50	0,45	0,41	0,38	36 a 39 (métodos A a F)

MÉTODO DE INSTALAÇÃO/REFERÊNCIA: **MÉTODO C3 – CABO EM ELETRODUTO ENTERRADO**

Tabela C.9 – Capacidade de condução de corrente para, temperatura no condutor em regime permanente de 90 °C

Seção mm ²	Capacidade de condução de corrente A		
	20 °C	30 °C	40 °C
1,5	22	20	19
2,5	29	27	24
4	37	34	31
6	46	42	39
10	62	58	53
16	79	74	67

Capacidades para eletroduto enterrado a 1 m de profundidade com Resistividade térmica do solo a 2,5K,m/W

Tabela 37 — Capacidades de condução de corrente, em ampères, para os métodos de referência A1, A2, B1, B2, C e D

CA		Condutores de cobre – Isolação EPR/XLPE 90°C – T _{ambiente} = 30°C											
Seções nominais mm ²	Métodos de referência indicados na tabela 33												
	A1		A2		B1		B2		C		D		
	Número de condutores carregados												
	2	3	2	3	2	3	2	3	2	3	2	3	
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)	(11)	(12)	(13)	
Cobre													
0,5	10	9	10	9	12	10	11	10	12	11	14	12	
0,75	12	11	12	11	15	13	15	13	16	14	18	15	
1	15	13	14	13	18	16	17	15	19	17	21	17	
1,5	19	17	18,5	16,5	23	20	22	19,5	24	22	26	22	
2,5	26	23	25	22	31	28	30	26	33	30	34	29	
4	35	31	33	30	42	37	40	35	45	40	44	37	
6	45	40	42	38	54	48	51	44	58	52	56	46	
10	61	54	57	51	75	66	69	60	80	71	73	61	
16	81	73	76	68	100	88	91	80	107	96	95	79	
25	106	95	99	89	133	117	119	105	138	119	121	101	

TABELAS DA ABNT NBR 16612/2017 - CABOS DE POTÊNCIA PARA SISTEMAS

DC/CC

FOTOVOLTAICOS.....TENSÃO ATÉ 1,8KV C.C/90°C

MÉTODO DE INSTALAÇÃO/REFERÊNCIA: **MÉTODO C1 – CABO INSTALADO AO AR LIVRE**

Tabela C.3 – Capacidade de condução de corrente para cabos instalados em temperatura ambiente de 40 °C e temperatura no condutor em regime permanente de 90 °C

Seção mm ²	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	24	23	27	23	20	19	24	20
2,5	32	31	36	32	26	26	32	26
4	42	41	48	42	35	34	42	35

Caso de exposição ao Sol com intensidade de radiação de 1.000W/m².

Anexo 2 – Contas de luz para referência do preço do kWh usado no estudo de viabilidade financeira

CPFL Piratininga – Porto Feliz/SP

ATENDIMENTO CPFL		PN	SEU CÓDIGO		CONTA MÊS		VENCIMENTO		TOTAL A PAGAR				
0800 721 1294					MAR/2023		11/04/2023		27.862,07				
www.cpflempresas.com.br													
DISCRIMINAÇÃO DA OPERAÇÃO - RESERVADO AO FISCO													
Cod. 115	Descrição da Operação N° 902054080197	Mês Ref.	Quant. Registrada	Quant. Faturada	Unid. Med.	Tarifa com Tributos R\$	Valor Total da Operação R\$	Base Cálculo ICMS R\$	Aliq. ICMS%	ICMS	Base Cálculo PIS/COFINS	PIS 0,74%	COFINS 3,38%
0605	Consumo Ponta [KWh] - TUSD	MAR/23	2.267,308	2.267,308	KWh	1,20042348	2.721,73	2.721,73	18,00	489,91	2.231,82	16,52	75,44
0605	Consumo Fora Ponta [KWh]-TUSD	MAR/23	37.257,843	37.257,843	KWh	0,15525000	5.784,28	5.784,28	18,00	1.041,17	4.743,11	35,10	160,32
0601	Cons Ponta - TE	MAR/23	2.267,308	2.267,308	kWh	0,62070962	1.407,34	1.407,34	18,00	253,32	1.154,02	8,54	39,01
0601	Cons FPonta TE	MAR/23	37.257,843	37.257,843	kWh	0,38662411	14.404,78	14.404,78	18,00	2.592,86	11.811,92	87,41	399,24
0601	Consumo Reativo Exc Ponta	MAR/23	2,829	2,829	KVr	0,40643766	1,15	1,15	18,00	0,21	0,94	0,01	0,03
0901	Consumo Reativo Exc Fora Ponta	MAR/23	933,803	933,803	KVr	0,40613486	379,25	379,25	18,00	68,27	310,98	2,30	10,51
0602	Demanda [kW] - TUSD	MAR/23	140,548	140,548	KW	16,75114552	2.354,34	2.354,34	18,00	423,78	1.930,56	14,29	65,25
0602	Demanda Ultrap [KW] - TUSD	MAR/23		20,548	KW	33,30204400	688,40	688,40	18,00	123,91	564,49	4,18	19,08
0602	Demanda Reat Exced [KW] -TUSD	MAR/23		6,407	KW	16,75071633	107,33	107,33	18,00	19,32	88,01	0,65	2,97
	Subtotal						27.848,60						
	Total Distribuidora						27.848,60						
0807	Contrib. Custeio IP-CIP Municipal	MAR/23					13,47						
	Total Devoluções/Ajustes						13,47						
	Total a Pagar						27.862,07						
Total Consolidado							27.862,07	27.848,60		5.912,75	22.835,85	169,00	771,85

CPFL Piratininga – Porto Feliz/SP

ATENDIMENTO		PN	SEU CÓDIGO		CONTA MÊS		VENCIMENTO		TOTAL A PAGAR				
0800 010 2570					MAR/2023		24/04/2023		8.453,82				
www.cpfl.com.br													
DISCRIMINAÇÃO DA OPERAÇÃO - RESERVADO AO FISCO													
Cod. 115	Descrição da Operação N° 915101507676	Mês Ref.	Quant. Faturada	Unid. Med.	Tarifa com Tributos R\$	Valor Total da Operação R\$	Base Cálculo ICMS R\$	Aliq. ICMS	ICMS	Base Cálculo PIS/COFINS	PIS 0,66%	COFINS 3,01%	Bandeiras Tarifárias (Dias)
0605	Consumo Uso Sistema [KWh]-TUSD	MAR/23	9.616,000	kWh	0,45685317	4.393,10	4.393,10	18,00	790,76	3.602,34	23,78	108,43	Verde
0601	Consumo - TE	MAR/23	9.616,000	kWh	0,40423773	3.887,15	3.887,15	18,00	699,69	3.187,46	21,04	95,94	03 Dias
0804	Juros de Mora	JAN/23				7,25							Verde
0805	Multa por Atraso Pqto	JAN/23				146,59							28 Dias
0805	Atualização Monetária IPCA	JAN/23				6,26							
	Total Distribuidora					8.440,35							
	DÉBITOS DE OUTROS SERVIÇOS												
0807	Contrib. Custeio IP-CIP Municipal	MAR/23				13,47							
Total Consolidado						8.453,82	8.280,25		1.490,45	6.789,80	44,82	204,37	

CPFL Paulista - Monte Mor/SP

ATENDIMENTO		PN	SEU CÓDIGO		CONTA MÊS		VENCIMENTO		TOTAL A PAGAR				
0800 010 1010					SET/2023		02/10/2023		15.065,15				
www.cpfl.com.br													
DISCRIMINAÇÃO DA OPERAÇÃO - RESERVADO AO FISCO													
Cod. 115	Descrição da Operação	Mês Ref.	Quant. Faturada	Unid. Med.	Tarifa com Tributos R\$	Valor Total da Operação R\$	Base Cálculo ICMS R\$	Aliq. ICMS	ICMS	Base Cálculo PIS/COFINS	PIS 0,78%	COFINS 3,62%	Bandeiras Tarifárias (Dias)
0605	Consumo Uso Sistema [KWh]-TUSD	SET/23	15.861,000	kWh	0,47405271	7.518,95	7.518,95	18,00	1.353,41	6.165,54	48,09	223,19	Verde
0601	Consumo - TE	SET/23	15.861,000	kWh	0,40672468	6.451,06	6.451,06	18,00	1.161,19	5.289,87	41,26	191,49	09 Dias
	Total Distribuidora					13.970,01							Verde
	DÉBITOS DE OUTROS SERVIÇOS												Verde
0807	Contrib. Custeio IP-CIP Municipal	SET/23				1.095,14							21 Dias
	Informação CDE Escassez Hídrica												
	CDE Escassez Hídrica - TUSD					89,43							
	CDE Escassez Hídrica - TE					73,05							
Total Consolidado						15.065,15	13.970,01		2.514,60	11.455,41	89,35	414,68	

CPFL Piratininga – Santos/SP

ATENDIMENTO CPFL		PN	SEU CÓDIGO		CONTA MÊS		VENCIMENTO		TOTAL A PAGAR				
0800 721 1294					NOV/2022		13/12/2022		9.328,55				
www.cpflempresas.com.br													
DISCRIMINAÇÃO DA OPERAÇÃO - RESERVADO AO FISCO													
Cod. 115	Descrição da Operação	Mês Ref.	Quant. Registrada	Quant. Faturada	Unid. Med.	Tarifa com Tributos R\$	Valor Total da Operação R\$	Base Cálculo ICMS R\$	Aliq. ICMS%	ICMS	Base Cálculo PIS/COFINS	PIS 0,82%	COFINS 3,79%
0605	Consumo Ponta [KWh] - TUSD	NOV/22	1.346,737	1.346,737	kWh	0,98939883	1.332,46				1.332,46	10,93	50,50
0605	Consumo Fora Ponta [KWh]-TUSD	NOV/22	10.495,828	10.495,828	kWh	0,12795847	1.343,03				1.343,03	11,01	50,90
0601	Cons Ponta - TE	NOV/22	1.346,737	1.346,737	kWh	0,62389316	840,22	840,22	18,00	151,24	688,98	5,65	26,11
0601	Cons FPonta TE	NOV/22	10.495,828	10.495,828	kWh	0,38860965	4.078,78	4.078,78	18,00	734,18	3.344,60	27,43	126,76
0601	Consumo Reativo Exc Ponta	NOV/22	107,365	107,365	KVr	0,40813889	43,82	43,82	18,00	7,89	35,93	0,29	1,36
0601	Consumo Reativo Exc Fora Ponta	NOV/22	990,422	990,422	KVr	0,40822966	404,32	404,32	18,00	72,78	331,54	2,72	12,57
0602	Demanda [kW] - TUSD	NOV/22	27,132	27,132	KW	13,80620670	374,59				374,59	3,07	14,20
0602	Demanda [kW] - TUSD	NOV/22		62,868	KW	13,80654706	867,99				867,99	7,12	32,90
	Subtotal						9.285,21						
	Total Distribuidora						9.285,21						
0807	Contrib. Custeio IP-CIP Municipal	NOV/22					43,34						
	Total Devoluções/Ajustes						43,34						
	Total a Pagar						9.328,55						
Total Consolidado							9.328,55	5.367,14		966,09	8.319,12	68,22	315,30



BiHiKu

HIGH POWER BIFACIAL MONO PERC MODULE
435 W ~ 460 W
UP TO 30% MORE POWER FROM THE BACK SIDE
CS3W-435 | 440 | 445 | 450 | 455 | 460MB-AG

MORE POWER

- EXTRA POWER** Up to 30% more power from the back side
- 24 % higher front side power than conventional modules
- 41°C** Low NMOT: 41 ± 3 °C
Low temperature coefficient (Pmax): -0.34 % / °C
- Better shading tolerance

MORE RELIABLE

- Lower internal current, lower hot spot temperature
- Minimizes micro-crack impacts
- Heavy snow load up to 5400 Pa, wind load up to 3600 Pa *

12 Years Enhanced Product Warranty on Materials and Workmanship*

30 Years Linear Power Performance Warranty*

1st year power degradation no more than 2%
Subsequent annual power degradation no more than 0.45%

*According to the applicable Canadian Solar Limited Warranty Statement.

MANAGEMENT SYSTEM CERTIFICATES*

ISO 9001:2015 / Quality management system
 ISO 14001:2015 / Standards for environmental management system
 ISO 45001: 2018 / International standards for occupational health & safety

PRODUCT CERTIFICATES*

IEC 61215 / IEC 61730 / CE / MCS / INMETRO / UKCA
 FSEC (US Florida) / UL 61730 / IEC 61701 / IEC 62716 / IEC 60068-2-68
 Take-e-way



* The specific certificates applicable to different module types and markets will vary, and therefore not all of the certifications listed herein will simultaneously apply to the products you order or use. Please contact your local Canadian Solar sales representative to confirm the specific certificates available for your product and applicable in the regions in which the products will be used.

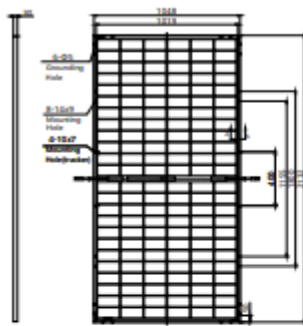
CSI Solar Co., Ltd. is committed to providing high quality solar photovoltaic modules, solar energy and battery storage solutions to customers. The company was recognized as the No. 1 module supplier for quality and performance/price ratio in the IHS Module Customer Insight Survey. Over the past 20 years, it has successfully delivered over 70 GW of premium-quality solar modules across the world.

* For detailed information, please refer to Installation Manual.

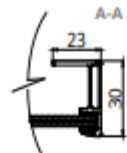
CSI Solar Co., Ltd.
 199 Lushan Road, SND, Suzhou, Jiangsu, China, 215129, www.csisolar.com, support@csisolar.com

ENGINEERING DRAWING (mm)

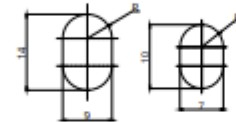
Rear View



Frame Cross Section



Mounting Hole



Length: ±2mm Width: ±2mm
Height: ±1mm Row Pitch: ±2mm

ELECTRICAL DATA | STC*

	Nominal Max. Power (P _{max})	Opt. Operating Voltage (V _{mp})	Opt. Operating Current (I _{mp})	Open Circuit Voltage (V _{oc})	Short Circuit Current (I _{sc})	Module Efficiency	
CS3W-435MB-AG	435 W	40.5 V	10.75 A	48.5 V	11.42 A	19.5%	
Bifacial Gain**	5%	457 W	40.5 V	11.29 A	48.5 V	11.99 A	20.5%
	10%	479 W	40.5 V	11.83 A	48.5 V	12.56 A	21.4%
	20%	522 W	40.5 V	12.90 A	48.5 V	13.70 A	23.4%
	30%	566 W	40.5 V	13.98 A	48.5 V	14.85 A	25.3%
CS3W-440MB-AG	440 W	40.7 V	10.82 A	48.7 V	11.48 A	19.7%	
Bifacial Gain**	5%	462 W	40.7 V	11.36 A	48.7 V	12.05 A	20.7%
	10%	484 W	40.7 V	11.90 A	48.7 V	12.63 A	21.7%
	20%	528 W	40.7 V	12.98 A	48.7 V	13.78 A	23.6%
	30%	572 W	40.7 V	14.07 A	48.7 V	14.92 A	25.6%
CS3W-445MB-AG	445 W	40.9 V	10.89 A	48.9 V	11.54 A	19.9%	
Bifacial Gain**	5%	467 W	40.9 V	11.43 A	48.9 V	12.12 A	20.9%
	10%	490 W	40.9 V	11.98 A	48.9 V	12.69 A	21.9%
	20%	534 W	40.9 V	13.07 A	48.9 V	13.85 A	23.9%
	30%	579 W	40.9 V	14.16 A	48.9 V	15.00 A	25.9%
CS3W-450MB-AG	450 W	41.1 V	10.96 A	49.1 V	11.60 A	20.1%	
Bifacial Gain**	5%	473 W	41.1 V	11.51 A	49.1 V	12.18 A	21.2%
	10%	495 W	41.1 V	12.06 A	49.1 V	12.76 A	22.2%
	20%	540 W	41.1 V	13.15 A	49.1 V	13.92 A	24.2%
	30%	585 W	41.1 V	14.25 A	49.1 V	15.08 A	26.2%
CS3W-455MB-AG	455 W	41.3 V	11.02 A	49.3 V	11.66 A	20.4%	
Bifacial Gain**	5%	478 W	41.3 V	11.57 A	49.3 V	12.24 A	21.4%
	10%	501 W	41.3 V	12.12 A	49.3 V	12.83 A	22.4%
	20%	546 W	41.3 V	13.22 A	49.3 V	13.99 A	24.4%
	30%	592 W	41.3 V	14.33 A	49.3 V	15.16 A	26.5%
CS3W-460MB-AG	460 W	41.5 V	11.09 A	49.5 V	11.72 A	20.6%	
Bifacial Gain**	5%	483 W	41.5 V	11.64 A	49.5 V	12.31 A	21.6%
	10%	506 W	41.5 V	12.20 A	49.5 V	12.89 A	22.7%
	20%	552 W	41.5 V	13.31 A	49.5 V	14.06 A	24.7%
	30%	598 W	41.5 V	14.42 A	49.5 V	15.24 A	26.8%

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

** Bifacial Gain: The additional gain from the back side compared to the power of the front side at the standard test condition. It depends on mounting (structure, height, tilt angle etc.) and albedo of the ground.

ELECTRICAL DATA

Operating Temperature	-40°C ~ +85°C
Max. System Voltage	1500 V (IEC/UL) or 1000 V (IEC/UL)
Module Fire Performance	TYPE 29 (UL 61730) or CLASS C (IEC61730)
Max. Series Fuse Rating	25 A
Application Classification	Class A
Power Tolerance	0 ~ +10 W
Power Bifaciality*	70 %

* Power Bifaciality = P_{max,back} / P_{max,front}, both P_{max,back} and P_{max,front} are tested under STC, Bifaciality Tolerance: ± 5 %

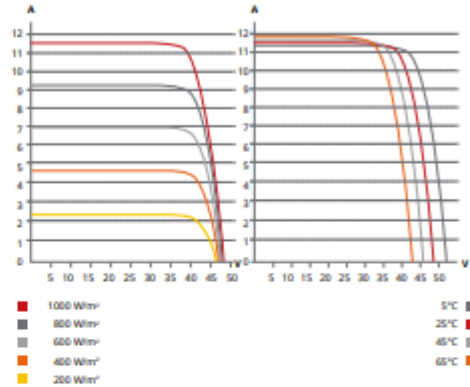
* The specifications and key features contained in this datasheet may deviate slightly from our actual products due to the on-going innovation and product enhancement. CSI Solar Co., Ltd. reserves the right to make necessary adjustment to the information described herein at any time without further notice.

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.

CSI Solar Co., Ltd.

199 Lushan Road, SND, Suzhou, Jiangsu, China, 215129, www.csisolar.com, support@csisolar.com

CS3W-435MB-AG / I-V CURVES



ELECTRICAL DATA | NMOT*

	Nominal Max. Power (P _{max})	Opt. Operating Voltage (V _{mp})	Opt. Operating Current (I _{mp})	Open Circuit Voltage (V _{oc})	Short Circuit Current (I _{sc})
CS3W-435MB-AG	326 W	38.0 V	8.59 A	45.8 V	9.21 A
CS3W-440MB-AG	330 W	38.2 V	8.65 A	46.0 V	9.26 A
CS3W-445MB-AG	334 W	38.3 V	8.71 A	46.2 V	9.31 A
CS3W-450MB-AG	338 W	38.5 V	8.76 A	46.4 V	9.35 A
CS3W-455MB-AG	341 W	38.7 V	8.82 A	46.6 V	9.40 A
CS3W-460MB-AG	345 W	38.9 V	8.87 A	46.8 V	9.45 A

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

MECHANICAL DATA

Specification	Data
Cell Type	Mono-crystalline
Cell Arrangement	144 [2 X (12 X 6)]
Dimensions	2132 × 1048 × 30 mm (83.9 × 41.3 × 1.2 in)
Weight	28.4 kg (62.6 lbs)
Front / Back Glass	2.0 mm heat strengthened glass with anti-reflective coating
Frame	Anodized aluminium alloy
J-Box	IP68, 3 bypass diodes
Cable	4.0 mm ² (IEC), 12 AWG (UL)
Cable Length (Including Connector)	400 mm (15.7 in) (+) / 280 mm (11.0 in) (-) or customized length*
Connector	T6 or T4 series or MC4-EVO2
Per Pallet	33 pieces
Per Container (40' HQ)	660 pieces or 627 pieces (only for US)

* For detailed information, please contact your local Canadian Solar sales and technical representatives.

TEMPERATURE CHARACTERISTICS

Specification	Data
Temperature Coefficient (P _{max})	-0.34 % / °C
Temperature Coefficient (V _{oc})	-0.26 % / °C
Temperature Coefficient (I _{sc})	0.05 % / °C
Nominal Module Operating Temperature	41 ± 3°C

PARTNER SECTION



Anexo 4 – Datasheet da UCP (inversor)

/ Perfect Welding / Solar Energy / Perfect Charging



FRONIUS PRIMO



/ SnapNverter mounting system



/ Wireless monitoring



/ Open data communication



/ Smart Grid Ready



/ Arc Fault Circuit Interruption



The transformerless Fronius Primo is the ideal compact single-phase inverter for residential and small-scale commercial applications with power categories from 3.8 to 8.2 kW. In accordance with ESA rules for residential applications, the Fronius Primo can operate efficiently at a maximum input voltage of 600 V. And for increased efficiency and additional cost savings for commercial applications, the Fronius Primo can operate at the maximum input voltage of 1,000 V. Industry-leading features now come standard with the Fronius Primo, including: dual maximum power point tracking, arc fault protection, integrated wireless monitoring and SunSpec Modbus interfaces for seamless monitoring and datalogging via Fronius' online and mobile platform, Fronius Solar.web.

TECHNICAL DATA FRONIUS PRIMO

GENERAL DATA	FRONIUS PRIMO 3.8 - 8.2	FRONIUS PRIMO 10.0-15.0
Dimensions (width x height x depth)	16.9 x 24.7 x 8.1 in. / 42.9 x 62.7 x 20.6 cm	20.1 x 28.5 x 8.9 in. / 51.1 x 72.4 x 20.6 cm
Weight	47.4 lb. / 21.5 kg	82.5 lbs. / 37.4 kg
Degree of protection	NEMA 4X	
Night time consumption	~ 1 W	
Inverter topology	Transformerless	
Cooling	Controlled forced ventilation, variable speed fan	
Installation	Indoor and outdoor installation	
Ambient operating temperature range	-40 to 131 F / -40 to 55 C	-40 to 140 F / -40 to 60 C
Permitted humidity	0 - 100 %	
DC connection terminals	2x DC+1, 2x DC+2 and 4x DC screw terminals for solid copper and aluminium stranded / fine stranded copper and aluminium	4x DC+1, 2x DC+2 and 6x DC screw terminals for copper (solid / stranded / fine stranded) or aluminium (solid / stranded)
AC connection terminals	Screw terminals 12 - 6 AWG	
Revenue Grade Metering	Optional (ANSI C12.1 accuracy)	
Certificates and compliance with standards	UL 1741-2010 Second Edition (incl. UL1741 Supplement SA 2016-09 for California Rule 21 and Hawaiian Electric Code Rule 14H), UL1998 (for functions: AFCI, RCMD and isolation monitoring), IEEE 1547-2003, IEEE 1547.1-2003, ANSI/IEEE C62.41, FCC Part 15 A & B, NEC 2017 Article 690, C22.2 No. 107.1-16, UL1699B Issue 2-2013, CSA T11.07 Issue 1-2013	UL 1741-2010 Second Edition (incl. UL1741 Supplement SA 2016-09 for California Rule 21 and Hawaiian Electric Code Rule 14H), UL1998 (for functions: AFCI, RCMD and isolation monitoring), IEEE 1547-2003, IEEE 1547.1-2003, ANSI/IEEE C62.41, FCC Part 15 A & B, NEC 2017 Article 690, C22.2 No. 107.1-16, UL1699B Issue 2-2013, CSA T11.07 Issue 1-2013

PROTECTIVE DEVICES	STANDARD WITH ALL PRIMO MODELS
AFCI	Yes
Ground Fault Protection with Isolation Monitor Interrupter	Yes
DC disconnect	Yes
DC reverse polarity protection	Yes

INTERFACES	AVAILABILITY	AVAILABLE WITH ALL FRONIUS PRIMO MODELS
USB (A socket)	Standard	Datalogging and inverter update via USB
2x RS422 (RJ45 socket)	Standard	Fronius Solar Web, interface protocol
WiFi/Ethernet/Serial/Datalogger and webserver	Optional	Wireless standard 802.11 b/g/n / Fronius Solar.web, SunSpec Modbus TCP, SON / SunSpec Modbus RTU
6 inputs or 4 digital inputs/outputs	Optional	External relay controls

*The term Wi-Fi® is a registered trademark of the Wi-Fi Alliance.

TECHNICAL DATA FRONIUS PRIMO 3.8-1 TO 8.2-1

INPUT DATA		PRIMO 3.8-1	PRIMO 5.0-1	PRIMO 6.0-1	PRIMO 7.6-1	PRIMO 8.2-1
Max. permitted PV power (kWp)		5.7 kW	7.5 kW	9.0 kW	11.4 kW	12.3 kW
Max. usable input current (MPPT 1/MPPT 2)		18 A / 18 A	18 A / 18 A	18 A / 18 A	18 A / 18 A	18 A / 18 A
Total max. DC current				36 A		
Max. admissible input current (MPPT 1/MPPT 2)				27 A		
Operating voltage range				80 V - 1,000 V		
Max. input voltage				1,000 V		
Nominal input voltage		410 V	420 V	420 V	420 V	420 V
Admissible conductor size DC				AWG 14 - AWG 6		
MPP voltage range		200 - 800 V	240 - 800 V	240 - 800 V	250 - 800 V	270 - 800 V
Number of MPPT				2		
OUTPUT DATA		PRIMO 3.8-1	PRIMO 5.0-1	PRIMO 6.0-1	PRIMO 7.6-1	PRIMO 8.2-1
Max. output power	240 V	3,800 W	5,000 W	6,000 W	7,600 W	8,200 W
	208 V	3,800 W	5,000 W	6,000 W	7,600 W	7,900 W
Max. output fault current / Duration	240 V	584 A Peak / 154 ms	584 A Peak / 154 ms	584 A Peak / 154 ms	584 A Peak / 154 ms	584 A Peak / 154 ms
Max. continuous output current	240 V	15.8 A	20.8 A	25.0 A	31.7 A	34.2 A
	208 V	18.3 A	24.0 A	28.8 A	36.5 A	38.0 A
Recommended OCPD/AC breaker size	240 V	20 A	30 A	35 A	40 A	45 A
	208 V	25 A	30 A	40 A	50 A	50 A
Max. efficiency (Lite version)				97.9 %		
CEC efficiency (Lite version)	240 V	95.5 %	96.5 %	96.5 %	97.0 %	97.0 %
Admissible conductor size AC				AWG 14 - AWG 6		
Grid connection				208 / 240 V		
Frequency				60 Hz		
Total harmonic distortion				< 5.0 %		
Power factor (cos ϕ_{ac})				0.85 - 1 ind./cap.		

TECHNICAL DATA FRONIUS PRIMO 10.0-1 TO 15.0-1

INPUT DATA		PRIMO 10.0-1	PRIMO 11.4-1	PRIMO 12.5-1	PRIMO 15.0-1
Max. permitted PV power (kWp)		15.00 kW	17.10 kW	18.75 kW	22.50 kW
Max. usable input current (MPPT 1/MPPT 2)				33.0 A / 18.0 A	
Total max. DC current				51 A	
Max. admissible input current (MPPT 1/MPPT 2)				49.5 A / 27.0 A	
Operating voltage range				80 V - 1,000 V	
Max. input voltage				1,000 V	
Nominal input voltage		655 V	660 V	665 V	680 V
Admissible conductor size DC		AWG 14 - AWG 6 copper direct, AWG 6 aluminum direct, AWG 4 - AWG 2 copper or aluminum with optional input combiner			
MPP Voltage Range		220 - 800 V	240 - 800 V	260 - 800 V	320 - 800 V
Number of MPPT				2	
OUTPUT DATA		PRIMO 10.0-1	PRIMO 11.4-1	PRIMO 12.5-1	PRIMO 15.0-1
Max. output power	240 V	9,995 W	11,400 W	12,500 W	15,000 W
	208 V	9,995 W	11,400 W	12,500 W	13,750 W
Max. output fault current / Duration	240 V	916 A Peak / 6.46 ms	916 A Peak / 6.46 ms	916 A Peak / 6.46 ms	916 A Peak / 6.46 ms
Max. continuous output current	240 V	41.6 A	47.5 A	52.1 A	62.5 A
	208 V	48.1 A	54.8 A	60.1 A	66.1 A
Recommended OCPD/AC breaker size	240 V	60 A	60 A	70 A	80 A
	208 V	60 A	70 A	80 A	90 A
Max. efficiency (Lite version)				97.9 %	
CEC efficiency (Lite version)	240 V	96.5 %	96.5 %	96.5 %	97.0 %
Admissible conductor size AC				AWG 10 - AWG 2 copper (solid / stranded / fine stranded) , AWG 6 - AWG 2 copper (solid / stranded)	
Grid connection				208 / 240 V	
Frequency				60 Hz	
Total harmonic distortion				< 2.5 %	
Power factor (cos ϕ_{ac})				0-1 ind./cap.	

Anexo 5 – Tabela para avaliação do potencial solar

Tabela 9.1 Resumo do formulário de expressões para avaliação do potencial solar

Grandeza	Símbolo	Unidade	Expressão
1. Longitude local	L	°	$0^\circ \leq L \leq 360^\circ$
2. Longitude hora legal	L_0	°	
3. Latitude	ϕ	°	$-90^\circ < \phi < 90^\circ$ $N > 0$
4. Inclinação da superfície	β	°	$0^\circ \leq \beta \leq 180^\circ$ inclinação maior do que 90° são superfícies com plano posterior ativo
5. Azimute da superfície	γ	°	$-180^\circ \leq \gamma \leq 180^\circ$ medido a partir do S = 0° . Sentido anti-horário $E < 0$, sentido horário $W > 0$ Nota: $N = 180^\circ$
6. Mês	Mês	Mês	1 a 12
7. Dia	Dia	Dia	1 a 28, 29, 30 ou 31
8. Dia do ano Int = menor inteiro contido	n		Se Mês = 2 → Cor = Int(Mês/2) Se $2 < \text{Mês} \leq 8$ → Cor = (Int(Mês/2) - 2) Se Mês > 8 → Cor = (Int(Mês/2 + 1/2) - 2) $n = \text{Dia} + (\text{Mês} - 1) \times 30 + \text{Cor}$
9. Hora legal	HL	h	hora, fração de hora
10. Hora solar	HS	h	hora, fração de hora $HS = HL + \text{Corhora}$ $\text{Corhora} = (4 \times (L_0 - L) + E)/60$ $E = 9,87 \times \text{sen}(2B) - 7,53 \times \text{cos} B - 1,5 \times \text{sen}(B)$ $B = \left(\frac{360}{364} (n - 81) \right)$
11. Ângulo horário	ω	°	$\omega = (HS - 12) \times 15$ manhãs < 0 tardes > 0
12. Declinação solar	δ	°	$\delta = 23,45 \times \text{sen} \left(\frac{360}{365} \times (284 + n) \right)$ $-23,45 \leq \delta \leq 23,45$
13. Ângulo zenital	θ_z	°	$\text{cos} \theta_z = \text{sen} \delta \text{ sen} \phi + \text{cos} \delta \text{ cos} \phi \text{ cos} \omega$ $0^\circ \leq \theta_z \leq 90^\circ$
13*. Ângulo do azimute solar	γ_s	°	$-180^\circ \leq \gamma_s \leq +180^\circ$. A direção S possui $\gamma_s = 0^\circ$. Se +, medir no sentido horário a partir de S. Se -, medir no sentido anti-horário a partir de S. Sinal: usar o sinal de ω Módulo: $\gamma_s = \arccos \left(\frac{\text{cos} \theta_z \text{ sen} \phi - \text{sen} \delta}{\text{sen} \theta_z \text{ cos} \phi} \right)$
14. Ângulo de incidência	θ	°	$\text{cos} \theta = \text{sen} \delta \text{ sen} \phi \text{ cos} \beta - \text{sen} \delta \text{ cos} \phi \text{ sen} \beta \text{ cos} \gamma$ $+ \text{cos} \delta \text{ cos} \phi \text{ cos} \beta \text{ cos} \omega$ $+ \text{cos} \delta \text{ sen} \phi \text{ sen} \beta \text{ cos} \gamma \text{ cos} \omega$ $+ \text{cos} \delta \text{ sen} \beta \text{ sen} \gamma \text{ sen} \omega$
15. Ângulo de incidência para face SUL $\gamma = 0^\circ$			$\text{cos} \theta = \text{cos}(\phi + \beta) \text{cos} \delta \text{ cos} \omega + \text{sen}(\phi + \beta) \text{sen} \delta$
16. Ângulo de incidência para face NORTE $\gamma = 180^\circ$			$\text{cos} \theta = \text{cos}(\phi + \beta) \text{cos} \delta \text{ cos} \omega + \text{sen}(\phi + \beta) \text{sen} \delta$
17. Ângulo horário do pôr do sol	ω_s		$\text{cos} \omega_s = -\tan \phi \tan \delta$ Nota: o ângulo horário do nascer do Sol é igual em módulo, porém com sinal negativo.

Tabela 9.1 Resumo do formulário de expressões para avaliação do potencial solar (continuação)

Grandeza	Símbolo	Unidade	Expressão
18. Duração da insolação	N	h	$N = \frac{2}{15} \omega_s$
19. Irradiância solar (ver índices)	G	W/m ²	G, G_B, G_D plano horizontal total direta difusa; G_{BH} direta na direção da incidência solar; G_T, G_B, G_{DT} superfície inclinada com a horizontal, total, direta e difusa
20. Constante solar	G_{SC}	W/m ²	1.367
21. Razão entre irradiâncias	G_{BT}/G_B	R_b	$\frac{\cos \theta}{\cos \theta_z}$
22. Irradiância extraterrestre sobre superfície horizontal	G_0	W/m ²	$G_{sc} \left[1 + 0,033 \cos \left(\frac{360n}{365} \right) \right] \cos \theta_z$
23. Irradiação extraterrestre integrada diária sobre superfície horizontal	H_0	J/m ²	$2,75 \cdot 10^4 G_{sc} \left[1 + 0,033 \cos \left(\frac{360n}{365} \right) \right] [1,75 \cdot 10^{-2} \omega_s \sin \delta \sin \phi + \cos \delta \cos \phi \sin \omega_s]$ Nota: média mensal \bar{H}_0
24. Irradiação extraterrestre integrada horária sobre superfície horizontal	I_0	J/m ²	$I_0 = 1,38 \cdot 10^4 G_{sc} \left[1 + 0,033 \cos \left(\frac{360n}{365} \right) \right] [1,75 \cdot 10^{-2} (\omega_2 - \omega_1) \sin \delta \sin \phi + \cos \delta \cos \phi (\sin \omega_2 - \sin \omega_1)]$
25. Irradiação integrada diária sobre superfície horizontal	H	J/m ²	Medida por piranômetro
26. Índice de claridade diário	K_T		$K_T = \frac{H}{H_0}$
27. Irradiação integrada média mensal sobre superfície horizontal	\bar{H}	J/m ²	Calculada a partir de medições por piranômetros
28. Índice de claridade diário média mensal	\bar{K}_T		$\bar{K}_T = \frac{\bar{H}}{H_0}$
29. Irradiação integrada horária sobre superfície horizontal	I	J/m ²	Medida por piranômetro Direta I_D ; Difusa I_d
30. Índice de claridade horário	k_T		$k_T = \frac{I}{I_0}$
31. Irradiação sobre superfície inclinada	I_T	(J/m ²)	$R = \frac{I_T}{I}; R_b = \frac{I_{DT}}{I_b}; R_d = \frac{I_d}{I_d}$
32. Razão I_d/I			Para $k_T < 0,35 \frac{I_d}{I} = 1,0 - 0,249k_T$ Para $0,35 < k_T < 0,75 \frac{I_d}{I} = 1,557 - 1,84k_T$ Para $k_T > 0,75 \frac{I_d}{I} = 0,177$
33. Razão \bar{H}_T/\bar{H}			$\bar{R} = \frac{\bar{H}_T}{\bar{H}} = \left(1 - \frac{\bar{H}_d}{\bar{H}} \right) \bar{R}_b + \frac{\bar{H}_d}{\bar{H}} \left(\frac{1 + \cos \beta}{2} \right) + \rho \left(\frac{1 - \cos \beta}{2} \right)$
34. Irradiação sobre superfície inclinada média mensal			$\bar{H}_T = \bar{H} \left(1 - \frac{\bar{H}_d}{\bar{H}} \right) \bar{R}_b + \bar{H}_d \left(\frac{1 + \cos \beta}{2} \right) + \bar{H}_d \rho \left(\frac{1 - \cos \beta}{2} \right)$
35. Sup. Hemisfério Norte com ($\gamma = 0^\circ$)			$\bar{R}_b = \frac{\cos(\phi - \beta) \cos \delta \sin \omega_s + \left(\frac{\pi}{180} \right) \omega_s \sin(\phi - \beta) \sin \delta}{\cos \phi \cos \delta \sin \omega_s + \left(\frac{\pi}{180} \right) \omega_s \sin \phi \sin \delta}$

Tabela 9.1 Resumo do formulário de expressões para avaliação do potencial solar (continuação)

Grandeza	Símbolo	Unidade	Expressão
16. Escolha do valor ω_s^*	ω_s^*		Mínimo entre: $\omega_s^* = \text{mínimo entre: } \arccos[-\tan \theta \tan \delta] \text{ e } \arccos[-\tan(\phi - \beta) \tan \delta]$
17. Sup. Hemisfério Sul com ($\gamma = 180^\circ$)			$\overline{R}_s = \frac{\cos(\phi + \beta) \cos \delta \sin \omega_s + \left(\frac{\pi}{180}\right) \omega_s \sin(\phi + \beta) \sin \delta}{\cos \phi \cos \delta \sin \omega_s + \left(\frac{\pi}{180}\right) \omega_s \sin \phi \sin \delta}$
18. Escolha do valor ω_s^*	ω_s^*		Mínimo entre: $\omega_s^* = \text{mínimo entre: } \arccos[-\tan \phi \tan \delta] \text{ e } \arccos[-\tan(\phi + \beta) \tan \delta]$