

UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO  
ESCOLA DE ENGENHARIA DE SÃO CARLOS

Eduardo Casimiro Sanches Tanizaka  
Vinícius Pimenta Bernardo  
Vitoria Zerrenner

**PROJETO DE INSTALAÇÃO DE UM SISTEMA FOTOVOLTAICO NA  
ÁREA 2 DO CAMPUS USP SÃO CARLOS – FASE 1**

São Carlos  
2018



Eduardo Casimiro Sanches Tanizaka  
Vinícius Pimenta Bernardo  
Vitoria Zerrenner

**PROJETO DE INSTALAÇÃO DE UM SISTEMA FOTOVOLTAICO NA  
ÁREA 2 DO CAMPUS USP SÃO CARLOS – FASE 1**

Monografia apresentada ao Curso de Engenharia Elétrica, da Escola de Engenharia de São Carlos da Universidade de São Paulo, como parte dos requisitos para obtenção do título de Engenheiro Eletricista.

**Orientador:** Prof. Dr. Elmer P. Tito Cari

São Carlos  
2018

AUTORIZO A REPRODUÇÃO E DIVULGAÇÃO TOTAL OU PARCIAL DESTE TRABALHO, POR QUALQUER MEIO CONVENCIONAL OU ELETRÔNICO, PARA FINS DE ESTUDO E PESQUISA, DESDE QUE CITADA A FONTE.

Ficha catalográfica elaborada pela Biblioteca Prof. Dr. Sérgio Rodrigues  
Fontes da EESC/USP

T164p

Tanizaka, Eduardo Casimiro Sanches

Projeto de instalação de um sistema fotovoltaico na área 2 do Campus USP São Carlos - fase 1 / Eduardo Casimiro Sanches Tanizaka, Vinicius Pimenta Bernardo, Vitoria Zerrenner; orientador Elmer P. Tito Cari. -- São Carlos, 2018.

Monografia (Graduação em Engenharia Elétrica com ênfase em Sistemas de Energia e automação) -- Escola de Engenharia de São Carlos da Universidade de São Paulo, 2018.

1. Energia renovável. 2. Estacionamento. 3. Módulo. 4. Painel solar. 5. PVsyst. 6. Retorno econômico. 7. Sistemas fotovoltaicos. I. Bernardo, Vinicius Pimenta. II. Zerrenner, Vitoria. III. Titulo.

# FOLHA DE APROVAÇÃO

Nome: Eduardo Casimiro Sanches Tanizaka

Título: "Projeto de instalação de um sistema fotovoltaico na Área 2 do Campus USP São Carlos"

Trabalho de Conclusão de Curso defendido e aprovado  
em 29 / 06 / 2018,

com NOTA 9,0 ( Nove , Zero ), pela Comissão Julgadora:

*Prof. Dr. Elmer Pablo Tito Cari - Orientador - SEL/EESC/USP*

*Prof. Associado José Carlos de Melo Vieira Júnior - SEL/EESC/USP*

*Mestre Alexandre Prodossimo Sohn - Doutorando - SEL/EESC/USP*

Coordenador da CoC-Engenharia Elétrica - EESC/USP:  
Prof. Associado Rogério Andrade Flauzino



# FOLHA DE APROVAÇÃO

Nome: Vinicius Pimenta Bernardo

Título: “Projeto de instalação de um sistema fotovoltaico na Área 2 do Campus USP São Carlos”

Trabalho de Conclusão de Curso defendido e aprovado  
em 29 / 06 / 2018,

com NOTA 9,0 ( Nove , Zero ), pela Comissão Julgadora:

*Prof. Dr. Elmer Pablo Tito Cari - Orientador - SEL/EESC/USP*

*Prof. Associado José Carlos de Melo Vieira Júnior - SEL/EESC/USP*

*Mestre Alexandre Prodossimo Sohn - Doutorando - SEL/EESC/USP*

Coordenador da CoC-Engenharia Elétrica - EESC/USP:  
Prof. Associado Rogério Andrade Flauzino



# FOLHA DE APROVAÇÃO

Nome: Vitoria Zerrenner

Título: "Projeto de instalação de um sistema fotovoltaico na Área 2 do Campus USP São Carlos"

Trabalho de Conclusão de Curso defendido e aprovado  
em 29 / 06 / 2018,

com NOTA 9,0 ( Nove , Zero ), pela Comissão Julgadora:

*Prof. Dr. Elmer Pablo Tito Cari - Orientador - SEL/EESC/USP*

*Prof. Associado José Carlos de Melo Vieira Júnior - SEL/EESC/USP*

*Mestre Alexandre Prodossimo Sohn - Doutorando - SEL/EESC/USP*

Coordenador da CoC-Engenharia Elétrica - EESC/USP:  
Prof. Associado Rogério Andrade Flauzino



## RESUMO

Tanizaka, E. C. S.; Bernardo, V. P.; Zerrenner, V. **PROJETO DE INSTALAÇÃO DE UM SISTEMA FOTOVOLTAICO NA ÁREA 2 DO CAMPUS USP SÃO CARLOS – FASE 1.** 2018. 198 f. Monografia (Trabalho de Conclusão de Curso) – Escola de Engenharia de São Carlos, Universidade de São Paulo, São Carlos, 2018.

Neste trabalho é apresentado o projeto de instalação de um sistema fotovoltaico no estacionamento da Universidade de São Paulo, na área 2 do campus de São Carlos. O trabalho foi realizado por uma equipe de três estudantes, orientados e com apoio de engenheiros do setor fotovoltaico. O projeto foi elaborado em várias fases desde a escolha da localização apropriada, dimensionamento por cálculos em *softwares* especializados, projeto do sistema de proteção, orçamento completo, análise do retorno econômico e os demais procedimentos a serem realizados junto à concessionária. A localização escolhida após a análise de dados e discussões foi o estacionamento do centro de convenções da área 2 do campus da USP de São Carlos. A partir desta escolha construiu-se o embasamento teórico, elaborou-se o projeto em si e executou-se as simulações do sistema como um todo, usando o *software* PVsyst. Foi realizada também uma análise técnico-econômica de viabilidade do projeto. Por fim, deseja-se que este trabalho como um todo sirva como material de apoio para estudantes, profissionais ou interessados que queiram se inteirar dos métodos de instalação de sistemas fotovoltaicos. É prevista também a submissão deste projeto à reitoria da USP para que futuramente possa ser avaliado como uma proposta de instalação real. O objetivo é trazer ao campus de São Carlos a redução dos gastos com energia elétrica e também trazer visibilidade à instituição com relação ao uso de fontes renováveis para geração de energia elétrica. Concluiu-se a partir de uma análise de viabilidade financeira que o projeto é economicamente viável, com uma expectativa de geração no primeiro ano de 668 MWh e um *payback* de 7,5 anos.

**Palavras-chave:** energia renovável, estacionamento, módulo, painel solar, PVsyst, retorno econômico, sistemas fotovoltaicos.



## ABSTRACT

Tanizaka, E. C. S.; Bernardo, V. P.; Zerrenner, V. **PROJECT OF INSTALLATION OF A PHOTOVOLTAIC SYSTEM IN AREA 2 OF USP SÃO CARLOS CAMPUS – STEP 1.** 2018. 198 f. Monografia (Trabalho de Conclusão de Curso) – Escola de Engenharia de São Carlos, Universidade de São Paulo, São Carlos, 2018.

The referred project foresees the installation of a photovoltaic panel coverage in the parking lot of the University of São Paulo, in São Carlos. The work is carried out by a team of three students with the guidance of Professor Elmer Cari with the support of engineers involved in the photovoltaic sector and is composed of several phases from the appropriate location choice, dimensioning by calculations done with specialized software, protection system design, full budget, analysis of the economic return, and also the procedures to be carried out together with the concessionaire. The chosen location after the data analysis and discussions was the parking lot of the convention center in the area 2 of USP São Carlos. Based on this decision the theoretical basis was made, then the project itself and the simulations of the whole system, making it possible to analyze the feasibility of the project technically and financially. Finally, it is expected that the project itself will be used as a support material for students, professionals or interested parties who are willing to know the methods of installation of photovoltaic systems. It is also expected that this project will be submitted to the USP's rector so that it can be evaluated as a real installation proposal in the future. The main goal is the purpose of reducing the institution's expenditures on energy in the São Carlos campus and also visibility of the institution in relation to the use of renewable sources for electrical energy generation. From a financial analysis, it was concluded that the project is economically viable, with an expectation of generation in the first year of 668 MWh and a payback of 7,5 years.

**Key words:** economical return, module, parking, photovoltaic systems, PVsyst, renewable energy, solar panel.



## LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1: Primeira célula fotovoltaica utilizada como fonte de alimentação. Fonte: (INSTITUTO SUPERIOR TÉCNICO, 2004) .....	26
Figura 2: Representação cronológica dos principais acontecimentos no panorama da energia solar fotovoltaica. Fonte: (PINHO; GALDINO, 2014).....	27
Figura 3: Evolução da capacidade instalada de energia solar fotovoltaica no mundo. Fonte: IEA (2015).....	31
Figura 4: Empreendimentos em operação no Brasil (ANEEL 2017). .....	32
Figura 5: Unidades com geração distribuída. Adaptado de (ANEEL 2017).....	33
Figura 6: UFV do estádio Mineirão.....	34
Figura 7: Estacionamento solar UFRJ.....	35
Figura 8: Estacionamento do parque Candido Portinari. Fonte: (Ambiente 2017) ....	36
Figura 9: IEE USP. Fonte: Instituto de Energia e Meio Ambiente, 2015 .....	37
Figura 10: Estacionamento solar Mackenzie. Fonte: AES Tietê, 2018.....	37
Figura 11: Radiação solar na terra. ....	38
Figura 12: Ângulos geométricos para tecnologia solar. Fonte: (LISBOA, 2010) .....	39
Figura 13: Efeito fotovoltaico. Fonte: (Villalva, 2015) .....	40
Figura 14: Total diário da irradiância global. Fonte: (ABSOLAR, 2017) .....	41
Figura 15: Representação de uma célula fotovoltaica. Fonte: (SOUZA, 2016).....	42
Figura 16: Célula de silício monocristalino. ....	43
Figura 17: Célula de silício policristalino. ....	43
Figura 18: Efeito do sombreamento na curva I-V. Fonte: (Villalva, 2015) .....	46
Figura 19: Sistema de bombeamento alimentado por painel fotovoltaico. Fonte: (SOUZA, 2016).....	47
Figura 20: Sistema conectado à rede elétrica. Fonte: (SOLAR BRASIL).....	47
Figura 21: Curva característica I-V de um painel fotovoltaico. ....	53
Figura 22: Curva característica P-V de um painel fotovoltaico.....	54
Figura 23: Módulos ligados em série. Fonte: (SOUZA, 2016).....	55
Figura 24: Módulos ligados em paralelo. Fonte: (SOUZA, 2016).....	56
Figura 25: Associação série e paralelo de módulos fotovoltaicos. Fonte: (SOUZA, 2016).....	56
Figura 26: Estrutura de cobertura de vaga de estacionamento. Fonte: Thesan.....	57

Figura 27: Funcionamento de um conversor CC-CA conectado à rede. Fonte: (Villalva, 2015) .....	58
Figura 28: Funcionamento do sistema de MPPT. Fonte: (Villalva, 2015).....	60
Figura 29: Efeito sombreamento no MPPT. ....	60
Figura 30: Quadro de proteção CC. Fonte: (Villalva, 2015) .....	61
Figura 31: Quadro de proteção CA. Fonte: (Villalva, 2015).....	62
Figura 32: Modelo de anotação de responsabilidade técnica. Fonte: (CREA) .....	65
Figura 33: Diagrama de blocos metodologia .....	69
Figura 34: Local de instalação dos painéis. (Fonte: Google Earth) .....	73
Figura 35: Simulação do projeto no PVsyst. Fonte: (PVsyst) .....	74
Figura 36: Gráfico de Irradiação do SunData. Fonte: SunData .....	75
Figura 37: Orientação dos módulos. Fonte: (PVsyst).....	78
Figura 38: Disposição dos módulos na estrutura. Fonte: (PVsyst).....	78
Figura 39: Sugestão de posicionamento dos inversores .....	79
Figura 40: Modelos e especificações de DPS indicados para proteção no caso de módulos fotovoltaicos não conectados ao sistema de proteção de descargas atmosféricas. Fonte: CLAMPER.....	84
Figura 41: Estrutura de fixação presente nos kits. (Fonte: Portal Solar) .....	85
Figura 42: Estimativa de produção de energia para o primeiro ano. Fonte: PVsyst..	86
Figura 43: Estimativa de eficiência do sistema para o primeiro ano.....	87
Figura 44: Diagrama de perdas obtidos do PVsyst. ....	88
Figura 45: Energia gerada e consumo ao longo da vida útil do projeto.....	89
Figura 46: Crescimento da tarifa de energia elétrica .....	91
Figura 47: Fluxo de caixa .....	94
Figura 48: Fluxo de caixa acumulado.....	94
Figura 49: Previsão de geração x Crescimento da tarifa.....	95
Figura 50:- Exemplo de um circuito em série. ....	108
Figura 51: Exemplo de um circuito em paralelo. ....	108
Figura 52: Representação do Efeito Joule. Fonte: Clube do Instalador. ....	109
Figura 53: Esquema de uma bateria. Fonte: Brasil Escola. ....	110

## LISTA DE TABELAS

Tabela 1: Os 10 países com maior capacidade instalada. Fonte: Adaptação de IEA (2015).....	31
Tabela 2: Regra para estimativa da inclinação de um módulo FV. Fonte: (Villalva, 2015) .....	40
Tabela 3: Eficiência das células fotovoltaicas. Fonte: (SOUZA, 2016).....	45
Tabela 4: Coeficiente de temperatura. Fonte: (SOUZA, 2016).....	55
Tabela 5: Procedimento de solicitação de conexão à rede. Fonte: (CPFL) .....	68
Tabela 6: Dados de irradiação do PVsyst .....	74
Tabela 7: Dados de irradiação do SunData.....	75
Tabela 8: Quantidade de kits.....	76
Tabela 9: Inversores contidos em cada kit .....	80
Tabela 10: Quantidade de cabeamento CA .....	82
Tabela 11: Disjuntores .....	85
Tabela 12: Geração de energia ao longo do primeiro ano, performance e principais resultados.....	87
Tabela 13: Consumo Área 2 USP-SC. ....	89
Tabela 14: Orçamento dos componentes do projeto.....	90
Tabela 15: Variáveis econômicas utilizadas para os cálculos do projeto .....	92
Tabela 16: Análise financeira do projeto .....	92
Tabela 17: Índices de viabilidade econômica.....	95



# SUMÁRIO

<b>1. INTRODUÇÃO .....</b>	<b>23</b>
<b>2. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA .....</b>	<b>25</b>
2.1. Panorama da energia fotovoltaica.....	25
2.1.1. Histórico.....	25
2.1.2. Dados do cenário mundial .....	30
2.1.3. Dados do cenário brasileiro .....	32
2.1.4. Exemplos de instalação de unidades de geração fotovoltaica no Brasil	34
2.2. Conceitos teóricos.....	37
2.2.1. Radiação solar.....	37
2.2.2. Orientação .....	39
2.2.3. Efeito fotovoltaico .....	40
2.2.4. Conceitos fundamentais de energia solar fotovoltaica.....	41
2.2.5. Célula fotovoltaica .....	42
2.2.6. Sombreamento .....	45
2.2.7. Painéis ou módulos fotovoltaicos.....	46
2.2.8. Tipos de sistemas.....	46
2.2.9. Categorias de geração .....	48
2.3. Análise financeira .....	49
2.3.1. Fluxo de caixa.....	49
2.3.2. Valor Presente Líquido (VPL).....	49
2.3.3. Taxa Mínima de Atratividade (TMA) .....	50
2.3.4. Taxa Interna de Retorno (TIR).....	50
2.3.5. Retorno econômico do investimento (payback).....	51
2.3.6. Tarifa de energia e bandeiras tarifárias .....	51

### **3. COMPONENTES DE UM SISTEMA FOTOVOLTAICO CONECTADO À REDE**

**53**

3.1.	Arranjo de painéis fotovoltaicos .....	53
3.2.	Estrutura.....	57
3.3.	Inversor .....	57
3.4.	Proteção.....	61
3.4.2.	Ponto de conexão.....	63
3.5.	Documentação necessária para aprovação de uma instalação fotovoltaica por parte da concessionária. ....	64
3.5.1.	Anotação de responsabilidade técnica (ART).....	64
3.5.2.	Diagramas uni e multifilares e projeto elétrico .....	66
3.5.3.	Memorial descritivo .....	66
3.5.4.	Dados para registro da central geradora .....	66
3.5.5.	Certificado de conformidade do inversor .....	67
3.6.	Procedimento de adesão .....	67

### **4. METODOLOGIA.....69**

4.1.	Levantamento de dados.....	69
4.2.	Dimensionamento do sistema .....	70
4.3.	Análise financeira .....	71
4.4.	Documentos para aprovação da concessionária .....	72
4.5.	Execução .....	72

### **5. RESULTADOS .....73**

5.1.	Local.....	73
5.2.	Dados de incidência de luz solar.....	74
5.3.	Dimensionamento .....	76

5.4.	Componentes do sistema.....	77
5.4.1.	Painel solar.....	77
5.4.2.	Inversor.....	78
5.4.3.	Cabeamento.....	81
5.4.4.	Conectores.....	82
5.4.5.	Proteção.....	83
5.4.6.	Estrutura de fixação.....	85
5.5.	Estimativa de Geração.....	86
5.6.	Análise financeira.....	90
5.6.1.	Custo do projeto.....	90
5.7.	Resumo do projeto.....	96
<b>6.</b>	<b>CONCLUSÃO.....</b>	<b>97</b>
6.1.	Perspectivas de estudos futuros.....	98
	<b>REFERÊNCIAS.....</b>	<b>99</b>
	<b>APÊNDICE A – CONCEITOS BÁSICOS DE ENERGIA ELÉTRICA.....</b>	<b>105</b>
	<b>APÊNDICE B – PONTO DE CONEXÃO.....</b>	<b>111</b>
	<b>APÊNDICE C – PROPOSTA PUB.....</b>	<b>117</b>
	<b>APÊNDICE C – DIAGRAMA UNIFILAR.....</b>	<b>125</b>
	<b>APÊNDICE D – DIAGRAMA MULTIFILAR.....</b>	<b>131</b>
	<b>ANEXO A – Tabelas 1A e 1B GED 13.....</b>	<b>139</b>
	<b>ANEXO B – Desenhos 2 a 4.....</b>	<b>141</b>
	<b>ANEXO C – Tabela 3 (GED2856).....</b>	<b>144</b>
	<b>ANEXO D – Desenhos 1_1 - 1_4.....</b>	<b>145</b>

<b>ANEXO E – Painel GCL-P6/72H 330 .....</b>	<b>149</b>
<b>ANEXO F – Inversor WEG Modelo SIW300 M050.....</b>	<b>151</b>
<b>ANEXO G – Inversor WEG Modelo SIW500 ST015 .....</b>	<b>152</b>
<b>ANEXO H – Inversor WEG Modelo SIW500H ST022 .....</b>	<b>153</b>
<b>ANEXO I – Inversor WEG Modelo SIW500H ST04.....</b>	<b>155</b>
<b>ANEXO J – Cabo Condumax Solarmax Flex SN 6 mm<sup>2</sup> .....</b>	<b>157</b>
<b>ANEXO K – Conector MC4 Multi-Contact 6 mm<sup>2</sup> .....</b>	<b>159</b>
<b>ANEXO L – DPS WEG CA SPW275-20 .....</b>	<b>165</b>
<b>ANEXO M – DPS CLAMPER Solar 1000V 40KA .....</b>	<b>167</b>
<b>ANEXO N – Fusível.....</b>	<b>169</b>
<b>ANEXO O – Disjuntor .....</b>	<b>172</b>
<b>ANEXO P – Estrutura .....</b>	<b>177</b>

## 1. INTRODUÇÃO

A geração de energia elétrica por sistemas fotovoltaicos tem crescido exponencialmente nos últimos anos como uma forma alternativa às fontes de geração de energia convencionais, como hidráulicas e térmicas, e se perfila como uma das possíveis fontes de geração que pode contribuir fortemente para atender a crescente demanda das cargas em um sistema elétrico.

O Brasil tem potencial de radiação solar privilegiado, entretanto, a porcentagem de geração fotovoltaica na matriz energética brasileira ainda é desprezível devido à falta de difusão desta tecnologia e ao atraso nos investimentos neste setor.

A fim de mudar este cenário o governo tem lançado normas através da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) a fim de incentivar a instalação dos módulos fotovoltaicos. Porém, para viabilizar uma instalação fotovoltaica de maneira eficiente é necessário levar em conta muitos fatores como: correta localização, facilidade de manutenção, minimização de pontos de sombreamento, sistema de proteção adequado, entre outros.

Este projeto apresenta um método para instalação de um sistema geração fotovoltaica como cobertura de vagas de estacionamento do centro de convenções da Área 2 do campus USP – São Carlos. O projeto prevê várias fases desde a localização apropriada, dimensionamento usando cálculos manuais e *softwares* especializados, projeto do sistema de proteção, orçamento completo, análise do retorno econômico (*payback*), até os procedimentos a serem realizados junto a concessionária Companhia Paulista de Força e Luz (CPFL).

As principais etapas do processo consistem em: selecionar possíveis locais para a instalação do sistema a partir dos dados de incidência de radiação, existência de áreas livres, sombreamento e viabilidade de instalação e manutenção; após selecionados os possíveis locais para instalação é necessário iniciar o levantamento de dados necessários para dimensionar o sistema, realizando medições de área, fotografando e filmando os locais escolhidos em diferentes horários para que se possa analisar as condições de incidência solar e sombreamento reais que ocorrem durante o dia, os pontos de conexão com a rede são localizados e mapeados e também é feito

um levantamento das futuras construções ao redor destas áreas para verificar se haverá ou não influência no sistema; após o levantamento de todas as informações, é realizado o dimensionamento e o cálculo do orçamento do projeto; após a obtenção dos resultados das simulações é feito um memorial do dimensionamento e em seguida é feito o projeto de proteção da instalação fotovoltaica, que protegerá o sistema de descargas atmosféricas; realizado o dimensionamento, é iniciada a fase de verificação da viabilidade financeira, onde são feitos orçamentos e pesquisas considerando os equipamentos necessários para a instalação do projeto, considerando os módulos, inversores, micro inversores, *string box* e seus componentes, estrutura de suporte, instalação elétrica e mão de obra; juntamente com todas estas etapas do processo é elaborada a documentação necessária para a instalação do projeto de acordo com a concessionária de energia responsável e o órgão regulador, neste caso a CPFL e a ANEEL.

Finalmente, deseja-se que o relatório final deste trabalho sirva como material de apoio aos ingressantes na área de sistemas fotovoltaicos. Além disso, prevê-se a submissão deste projeto à reitoria da USP para uma possível instalação real que possa tornar o campus de São Carlos uma referência no uso de energia fotovoltaica, redução dos gastos com energia, relevância do campus pelo uso de fatores renováveis e maior visibilidade frente à comunidade externa.

## 2. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

### 2.1. Panorama da energia fotovoltaica

#### 2.1.1. Histórico

A energia solar vem sendo aproveitada desde os primórdios como fonte de energia para o fogo, aquecimento de casas e de água. Sistemas de aquecimento de água em residências são também utilizados como forma de reduzir o consumo de energia elétrica. O efeito fotovoltaico, por sua vez, foi observado pela primeira vez pelo físico francês Alexandre Edmond Becquerel em meados do século XIX enquanto conduzia experiências eletroquímicas. Foi possível observar que a exposição à luz de eletrodos de platina ou de prata dava origem ao efeito fotovoltaico. No ano de 1839 foi criado o primeiro aparato fotovoltaico a partir dos estudos realizados por Edmond Becquerel sobre a física do estado sólido. Em 1877 Adams e Richard Day desenvolveram o primeiro dispositivo sólido de fotoprodução de eletricidade. Esse dispositivo apresentava eficiência de conversão de cerca de 0,5%. O dispositivo era constituído de um filme de selênio depositado em um substrato de ferro, com contato frontal em um filme de ouro. Alguns anos depois Charles Fritts construiu células solares com eficiência de 1%, construídas também com selênio, mas entre camadas muito finas de filme de ouro e metal. (INSTITUTO SUPERIOR TÉCNICO, 2004)

*“...não foram as propriedades fotovoltaicas do selênio que excitavam a imaginação da época, mas sim a sua fotocondutividade, isto é, o fato de a corrente produzida ser proporcional à radiação incidente e dependente do comprimento de onda de uma forma que o tornava muito atraente como medir a intensidade da luz em fotografia. E de facto, estes dispositivos encontraram a sua primeira aplicação nos finais do século XIX pela mão do engenheiro alemão Werner Siemens (o fundador do império industrial homónimo) que os comercializou como fotómetros para máquinas fotográficas. “ (INSTITUTO SUPERIOR TÉCNICO, 2004)*



Figura 1: Primeira célula fotovoltaica utilizada como fonte de alimentação. Fonte: (INSTITUTO SUPERIOR TÉCNICO, 2004)

A produção em larga escala dessa tecnologia iniciou-se apenas no ano de 1956, com o avanço da produção industrial e o desenvolvimento da eletrônica. As primeiras células fotovoltaicas de silício foram desenvolvidas por Russel Ohl. Estes dispositivos apresentaram alguns problemas químicos. Foi então que Calvin Fuller, químico do *Bell Laboratories* nos Estados Unidos, desenvolveu o processo de dopagem do silício com arsênio e posteriormente com boro, obtendo assim células que exibiam eficiências de conversão de cerca de 6%. Considera-se que a era moderna da energia solar fotovoltaica teve início a partir do processo desenvolvido por Fuller, em 1954. Auxiliado por Fuller, o físico Gerald Pearson desenvolveu uma junção p-n ou diodo, mergulhando num banho de lítio uma barra de silício dopado com um elemento doador eletrônico, dando origem ao comportamento fotovoltaico. A primeira célula solar foi formalmente apresentada numa reunião anual da *National Academy of Sciences*, em Washington, e anunciada numa coletiva de imprensa no dia 25 de Abril de 1954. Já no ano de 1955 foi feita a primeira aplicação da célula fotovoltaica como fonte de alimentação de uma rede telefônica em *Americus*, no estado da Geórgia, como mostra a Figura 1. O desenvolvimento desta tecnologia também foi impulsionado pela corrida espacial (PINHO; GALDINO, 2014). A Figura 2 mostra um cronograma com as principais etapas do desenvolvimento do efeito fotovoltaico.

1800	Descoberta do Selênio (Se) (Berzelius)
1820	Preparação do Silício (Si) (Berzelius)
1840	Efeito Fotovoltaico (Becquerel)
1860	Efeito Fotocondutivo no Se (Smith)
	Retificador de Ponto de Contato (Braun)
1880	Efeito Fotocondutivo no Se (Adams & Day)
	Célula Fotovoltaica de Se (Fritts/Uljanin)
1900	Fotosensitividade em Cu-Cu <sub>2</sub> O (Hallwachs)
1910	
	Efeito Fotovoltaico com Barreira de Potencial (Goldman & Brodsky)
1920	Monocristal a partir do Si Fundido (Czochralski)
	Retificador de Cu-Cu <sub>2</sub> O (Grondahl)
1930	Célula Fotovoltaica de Cu-Cu <sub>2</sub> O (Grondahl & Geiger)
	Teorias de Bandas em Sólidos (Strutt/Brillouin/Krönig & P)
	Teorias de Células com Barreiras V e H (Schottky et al)
1940	Teoria da Difusão Eletrônica (Dember)
	Aplicações Fotométricas (Lange)
	1% de Eficiência em Células de Sulfeto de Tálio (Nix & Treptow)
1950	Crescimento de Células Fotovoltaicas com Junção (Ohl)
	Teoria da Junções <i>p-n</i> (Shockley)
1954	Célula Solar de Si (Pearson, Fuller & Chapin)
1955	Junções <i>p-n</i> Difundidas (Fuller)
1960	Célula Solar de CdS (Reynolds et al)
	Teorias de Células Solares (Piann & Roosbroeck/Prince)
1962	O "Bandgap" e a Eficiência das Células (Loferski, R. & W)
	Teoria da Resposta Espectral, Mecanismo de Perdas (Wolf)
	Efeitos de Resistência em Série (Wolf & Rauschenbach)
	Células de Si <i>n/p</i> Resistentes a Radiação (Kesperis & M.)
	Contatos Evaporados de Ti-Ag (BTL)
1973	Células Violeta com 15,2% de Eficiência
1976	Células de Silício Amorfo (a-Si)
1992	Células Metal-Insulator-Semicondutor (MIS) de 24% de Eficiência
1998	Células de Silício Monocristalino com Eficiência de 24,7%
1999	Potência Instalada Acumulada Atinge o Primeiro GWp
2002	Potência Instalada Acumulada Dobra em Relação a 1999
2005	Eficiência Superior a 20% para Células em Silício Policristalino
2006	Células Multijunção com Rendimentos Superiores a 34%
	Células de Tripla Junção Superam os 40 % de Eficiência
2008	Módulos de c-Si Dominam 87% do Mercado (John Wiley & Sons, 2011)
	Expansão de Módulos de Filme Fino (a-Si, CdTe e módulos CIS)
2009	Mais de 23 GWp Instalados (EPIA)
2011	Mais de 70 GWp de Potência Instalada Acumulada (EPIA, 2012)
2012	Potência Instalada Acumulada Supera 100 GWp (EPIA, 2013)

Figura 2: Representação cronológica dos principais acontecimentos no panorama da energia solar fotovoltaica. Fonte: (PINHO; GALDINO, 2014)

O ano de 1973 foi um marco importante pois a crise do petróleo trouxe a necessidade de investir em outras formas de geração de energia, aumentando o interesse nas células fotovoltaicas em aplicações não espaciais. Empresas do ramo

petroquímico começaram a investir na produção de energia por meio de células fotovoltaicas. O problema desta tecnologia continuava sendo o alto custo de produção das células e seu baixo rendimento. Para que se tornassem economicamente viáveis, deveria haver uma grande redução no custo das células para aplicações não espaciais.

Em meados de 1978 a produção de energia por meio de células fotovoltaica já ultrapassava a marca de 1MWp/ano (a unidade watt pico ou WP mede a potência elétrica máxima convertida pela célula quando esta é exposta diretamente à radiação solar), e durante a década de 1990, os Estados Unidos mantiveram-se como os maiores produtores. Países como Japão e Alemanha aumentaram sua participação ao final da década. A assinatura do Protocolo de Kyoto (11 de dezembro de 1997) e o crescimento econômico forçou esses países a reduzir a emissão de CO<sub>2</sub> e optar por fontes alternativas de energia, buscando novos mercados para este tipo de tecnologia e aproveitando os fortes incentivos concedidos para pesquisas na área. Os avanços tecnológicos e o aumento da produção contribuíram para a queda dos preços das células e dos outros componentes do sistema. (INSTITUTO SUPERIOR TÉCNICO, 2004)

No ano de 1996 a produção atingiu 80 MWp/ano, já no ano de 1998, a produção atingiu a marca de 150 MWp e o crescimento dessa tecnologia ultrapassou os 30 % ao ano. Este rápido crescimento foi decorrente da ascensão da economia chinesa, que teve um rápido crescimento no período de 2003 a 2009 e tornou a China a maior produtora de módulos fotovoltaicos, alcançando 6% da produção mundial em 2005, 63% em 2009, 71% em 2010 e 80% em 2011. O material mais utilizado na produção das células era o silício. Antes disso, a produção de painéis era concentrada na Europa, Estados Unidos e Japão. O crescimento da energia fotovoltaica continuou estabilizando-se apenas em 2012 em decorrência ao declínio da Alemanha e Itália, mas voltou a crescer em 2013. (CRESESB, 2013)

A energia solar fotovoltaica cresceu muito nos últimos anos não só na Europa e Estados Unidos, mas também no Brasil. Entretanto o potencial a ser explorado ainda é muito alto tanto no Brasil como no resto mundo. Um dos motivos para o rápido crescimento dessa tecnologia foi a diversificação dos tipos de módulos e componentes, bem como a redução dos custos. Em sistemas de geração fotovoltaica

o orçamento do projeto é de grande importância, considerando que o investimento inicial no projeto é muito alto e o retorno financeiro não é imediato.

O Brasil é um país privilegiado quando se considera área e a incidência de raios solares. Apesar do potencial brasileiro, no ano de 2015 o país ainda apresentava baixos níveis de fabricação e instalação de sistemas fotovoltaicos (comparando-se com outros mercados mais desenvolvidos). Até 2012 esta tecnologia era utilizada apenas no meio rural, para eletrificação de sistemas desconectados da rede, principalmente em locais distantes. Para incentivar o crescimento dessa tecnologia, o governo brasileiro lançou programas para eletrificação rural como o programa “Luz para Todos” (2015), mas o avanço continuou lento. A capacidade instalada no Brasil em 2013 era cerca de 30 MW em sistemas desconectados e apenas 6 MWp em sistemas conectados à rede. A fabricação dos módulos no Brasil até o ano de 2014 foi realizada apenas pela empresa Tecnometal. (SOLENERG, 2015)

Em 2012 a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) aprovou, através da resolução normativa N° 482 (17/04/12) e modificado pela resolução normativa N° 687 (24/11/15), regras com o objetivo de incentivar e reduzir as barreiras para instalação de geração distribuída de pequeno porte com energia fotovoltaica para microgeração (até 75 kW de potência instalada) e minigeração (de 75 kW até 5 MW de potência instalada). Os conceitos de microgeração e minigeração serão melhor especificados posteriormente. Esta resolução normativa criou o Sistema de Compensação de Energia, que possibilita ao consumidor que possui o sistema fotovoltaico instalado trocar “créditos” acumulados com a concessionária responsável, descontando o valor de sua conta de energia. O Sistema de Compensação funciona acumulando a energia gerada pela unidade geradora que é injetada na rede (aquela que não é consumida pela instalação), e usando-a como crédito a ser descontado da fatura de energia elétrica nos meses subsequentes. Estes créditos são informados na fatura e poderão ser usados pelo consumidor num período de 60 meses. No caso de empresas ou órgãos públicos que possuem filiais em mais de um endereço, os créditos gerados por uma instalação poderão ser utilizados para abater na fatura de outro endereço. Os custos de instalação e adequação do sistema aos padrões de medição necessários para o sistema de compensação são de responsabilidade do consumidor, bem como a documentação necessária para que o sistema possa ser ligado à rede. A documentação a ser entregue e as normas para instalação são estabelecidas pela

concessionária responsável na região e seguem a regulamentação vigente, as normas nacionais e internacionais, de forma complementar. Com essa resolução, a ANEEL busca incentivar a instalação de geração distribuída, aumentando o uso de fontes renováveis de geração e melhorando as condições para o desenvolvimento sustentável da geração de energia elétrica no país.

Foi realizada, em junho de 2015, uma consulta pública para aprimorar as condições, flexibilizar as formas de instalação e aumentar o alcance dessa forma de geração. No mesmo ano foi discutida a isenção de pagamento de ICMS sobre a energia produzida pela geração distribuída. Um projeto de lei pretende ampliar esta isenção neste tipo de geração em todo o país, sendo que já é aplicada em alguns estados.

A ANEEL aprovou também novas regras para descontos na Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD) e na Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão (TUST) para centrais geradoras de até 30 MW que utilizem geração solar fotovoltaica. O desconto de 80% será aplicável nos primeiros 10 anos de operação da central geradora que entrou em operação comercial até 31/12/2017 e após o décimo ano de operação, o desconto cairá para 50%. No caso das usinas que entrarem em operação após 31/12/2017, o desconto nas tarifas será de 50%. A ANEEL, juntamente com o sistema de certificação de qualidade do INMETRO, propõe esta regulamentação e garante o funcionamento e a confiabilidade desta tecnologia.

### **2.1.2. Dados do cenário mundial**

O mercado fotovoltaico mundial vem ganhando força nos últimos anos (IEA,2016), chegando à capacidade total instalada de 227 GWp, como apresentado na Figura 3. Nota-se um acréscimo significativo em 2008 com relação a 2007, que se segue por sucessivos aumentos de capacidade instalada.

A seguir, na Tabela 1, são apresentados os dez primeiros países quanto à capacidade instalada de energia solar fotovoltaica (ano-base: 2015).

A grande quantidade de fabricantes chineses de painéis fotovoltaicos que surgiram a partir de 2003 propicia menores custos de implementação, contribuindo para o crescimento do mercado chinês (10,95 GW, 10,6 GW e 15,2 GW foram instalados em 2013, 2014 e 2015, respectivamente).

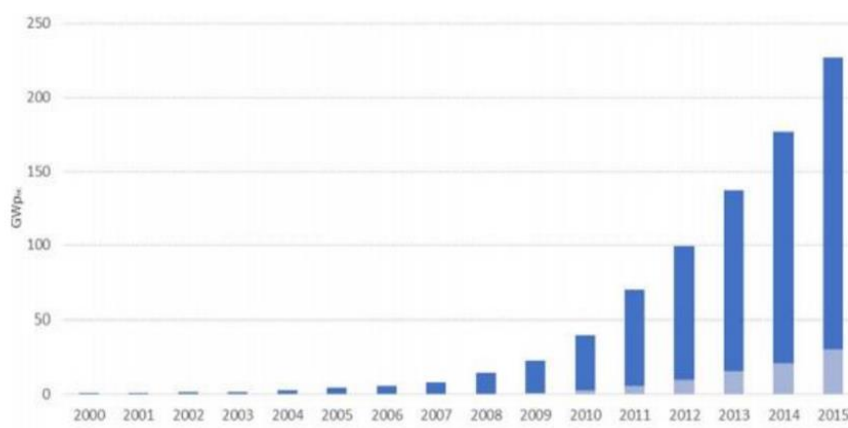


Figura 3: Evolução da capacidade instalada de energia solar fotovoltaica no mundo. Fonte: IEA (2015)

Tabela 1: Os 10 países com maior capacidade instalada. Fonte: Adaptação de IEA (2015)

1	China	43,5 GW
2	Alemanha	39,7GW
3	Japão	34,4 GW
4	EUA	25,6 GW
5	Itália	18,9 GW
6	Reino Unido	8,8 GW
7	França	6,6 GW
8	Espanha	5,4 GW
9	Austrália	5,1 GW
10	Índia	5 GW

Na Europa, observa-se uma estagnação quanto ao aumento da capacidade instalada (grandes produtores como Alemanha e Itália apresentam uma diminuição quanto à instalação anual: 1,5 GWp e 300 MWp, respectivamente), mesmo com o acréscimo de 3,5 GWp à matriz do Reino Unido no ano de 2015 (IEA 2015). Os Estados Unidos lideram a capacidade instalada na América do Norte, com acréscimos de 4,7 GWp, 6,2 GWp e 7,3 GWp em 2013, 2014 e 2015, respectivamente (IEA 2015).

Os grandes produtores, de forma geral, possuem políticas de incentivo ao uso dessa tecnologia, por meio de modelos regulatórios de comercialização da energia elétrica gerada, como sistemas de preços e sistemas de quotas (MME 2009). O sistema de preços nada mais é do que a definição de um valor pago ao proprietário

do sistema de energia solar fotovoltaica ao longo de um período, sendo esse valor uma tarifa prêmio (*feed-in tariff*), remunerando a energia produzida e injetada na rede, ou créditos para compensar consumo de energia elétrica da unidade (*net-metering*). O sistema de quotas estabelece metas de potência gerada por meio de fontes renováveis para as concessionárias e agentes do setor elétrico. Caso as metas não sejam atingidas, são aplicadas punições, como multas.

### 2.1.3. Dados do cenário brasileiro

O Brasil possuía, ao final de 2017, 935.325 kW de potência instalada por empreendimentos de centrais solares fotovoltaicas representando 0,6% do total (Figura 4).

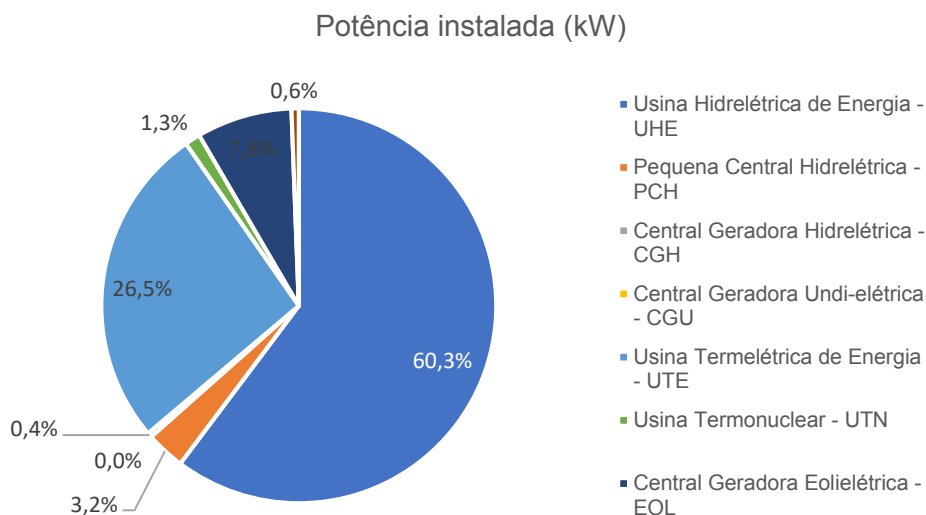


Figura 4: Empreendimentos em operação no Brasil (ANEEL 2017).

Além disso, havia 187.000 kW de potência instalada em 21 mil unidades consumidoras com geração distribuída, representando mais de 70% da potência instalada total (Figura 5).

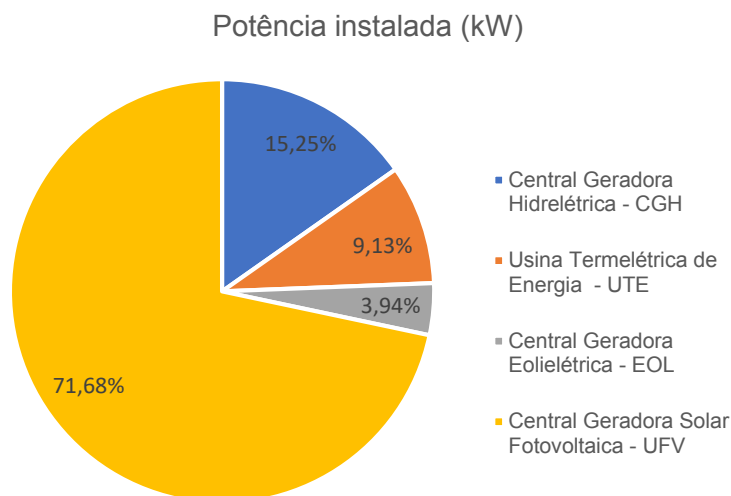


Figura 5: Unidades com geração distribuída. Adaptado de (ANEEL 2017).

### 2.1.3.1. Incentivos

Há uma série de incentivos criados por parte do governo para impulsionar a geração solar fotovoltaica no Brasil (MME 2016), entre os quais podem ser mencionados:

- Chamada Pública (CP) ANEEL - De 2014 a 2016 entraram em operação as plantas fotovoltaicas da CP nº 013/2011 - Projetos Estratégicos: “Arranjos Técnicos e Comerciais para Inserção da Geração Solar Fotovoltaica na Matriz Energética Brasileira”;
- Isenção do imposto pago sobre produtos industrializados (IPI) – segundo o decreto nº 7.212, de 15/06/2010, a energia elétrica é isenta do IPI;
- Isenção do imposto sobre circulação de mercadoria (ICMS) - Pelo Convênio ICMS 101/97, válido até 31/12/2021, operações com equipamentos para o aproveitamento da energia solar estão isentas do ICMS;
- Desconto na tarifa de uso do sistema de transmissão/distribuição (TUST/TUSD) - A RN ANEEL 481/2012, ampliou para 80% o desconto na TUST/TUSD para empreendimentos com potência inferior a 30 MW;
- PIS e Cofins na Geração Distribuída – Praticamente todos os estados isentam o ICMS sobre a energia que o consumidor gera;

- Inclusão no programa “Mais Alimentos” - A partir de novembro de 2015, os equipamentos para produção de energia solar e eólica passaram a fazer parte do programa “Mais Alimentos”, o que possibilita financiamentos a juros mais baixos;
- Apoio BNDES: pela Lei 13.203, de 8/12/2015, o Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social, foi autorizado a financiar, com taxas diferenciadas, os projetos de geração distribuída em hospitais e escolas públicas;
- Plano Inova Energia – Fundo de R\$ 3 bilhões, criado em 2013, pelo BNDES, Financiadora de Estudos e Projetos (FINEP) e ANEEL, com foco na empresa privada e com o objetivo de pesquisa e inovação tecnológica nas áreas de: redes inteligentes de energia elétrica, linhas de transmissão de longa distância em alta tensão; energias alternativas, como a solar; e eficiência de veículos elétricos.

#### **2.1.4. Exemplos de instalação de unidades de geração fotovoltaica no Brasil**

##### **2.1.4.1. Estádio Governador Magalhães Pinto (Mineirão)**



*Figura 6: UFV do estádio Mineirão.*

Em maio de 2014 foi entregue a usina solar fotovoltaica do estádio Governador Magalhães Pinto, como ilustrado na Figura 6. Passou a ser o primeiro estádio sede

de jogos da Copa do Mundo FIFA 2014 a possuir uma usina solar fotovoltaica (CEMIG 2014). A potência instalada é de 1,42 MWp, com aproximadamente 6.000 módulos fotovoltaicos, sendo que toda a energia gerada será injetada na rede de distribuição da CEMIG.

#### **2.1.4.2. Estacionamento solar UFRJ**

Em 2015 a Universidade Federal do Rio de Janeiro (UFRJ) inaugurou um estacionamento solar ocupando uma área de 650 m<sup>2</sup>. Este tem capacidade para 65 carros, e possui capacidade de gerar 140.000 kWh/ano.



*Figura 7: Estacionamento solar UFRJ.*

#### **2.1.4.3. Estacionamento solar Villa-Lobos**

Os parques Villa-Lobos e Cândido Portinari ficam localizados na zona oeste da capital paulista. De acordo com a Secretaria de Energia e Mineração do Governo do Estado de São Paulo, o projeto de instalação fotovoltaica liderado pela Cesp – Companhia Energética de São Paulo garantiu que, até o ano de 2017, os parques fossem totalmente abastecidos por energia solar. O projeto, que custou cerca de R\$ 13 milhões de reais, construiu uma microcentral geradora de 9 kWp, a cobertura de

um estacionamento com 264 vagas contendo mais de 3 mil módulos fotovoltaicos e cerca de 40 postes que geram a própria luz.



*Figura 8: Estacionamento do parque Candido Portinari. Fonte: (Ambiente 2017)*

O sistema foi projetado com o intuito de atender à demanda do estacionamento, área de esportes do parque e lanchonete, com sua capacidade de produção de 665 MWh/ano. Apesar de autossuficiente, o parque ainda é conectado à rede para fins de escoamento de excedente e consumo em horas de pouca, ou nenhuma geração (dias nebulosos, ou até mesmo a noite).

#### **2.1.4.4. Estações IEE e Poli**

O IEE-USP, Instituto de Energia e Meio Ambiente da Universidade de São Paulo, em parceria com a Escola Politécnica, Cesp e CTEEP, Companhia de Transmissão de Energia Elétrica Paulista, instalou quatro sistemas de geração solar fotovoltaica ligados à rede elétrica. De acordo com a Escola Politécnica, o sistema é capaz de gerar cerca de 500 kW por dia no campus da USP, ou seja, 2,5% do consumo de energia da universidade. O campus fica localizado no bairro Butantã na cidade de São Paulo.



Figura 9: IEE USP. Fonte: Instituto de Energia e Meio Ambiente, 2015

#### **2.1.4.5. Estacionamento solar Mackenzie**

A universidade Mackenzie, em parceria com a AES Tietê, assinou um contrato para a implementação de geração distribuída no campus de Alphaville. Esta instalação contará com estacionamento solar de 200 vagas com potência instalada de 537 kWp, proporcionada por um conjunto de 1680 placas solares. O resultado dessa instalação é uma geração estimada de 63.000 kWh/mês.



Figura 10: Estacionamento solar Mackenzie. Fonte: AES Tietê, 2018

## **2.2. Conceitos teóricos**

### **2.2.1. Radiação solar**

O Sol, estrela central do Sistema Solar, é capaz de emitir radiação pelo espaço através de ondas eletromagnéticas, capazes de transmitir energia em um montante

diretamente proporcional a sua frequência. Tal montante é regido pela equação seguinte, conhecida por relação de Planck ou equação de Planck-Einstein:

$$E = h \cdot f \quad [1]$$

Sendo  $E$  a energia transmitida pela onda (expressa em joules [J] ou elétrons-volt [eV]),  $f$ , a frequência (expressa em hertz [Hz]), e  $h$ , uma constante de proporcionalidade, chamada constante de Planck, cujo valor é de aproximadamente  $6,636 \cdot 10^{-34}$  [J.s] (Villalva, 2015). Logo, quanto maior a frequência da onda de radiação solar, mais energia ela carrega.

A radiação emitida pode chegar até a superfície da Terra e esta será a superfície receptora para geração de energia por duas maneiras, de forma direta ou de forma difusa. A radiação direta é aquela de origem direta da direção do Sol. A difusa é aquela que se origina pela reflexão ou difusão de todas as outras direções possíveis. Totalizando assim a radiação global, definida pela soma da direta e difusa (Pinho & Galdino, 2014).

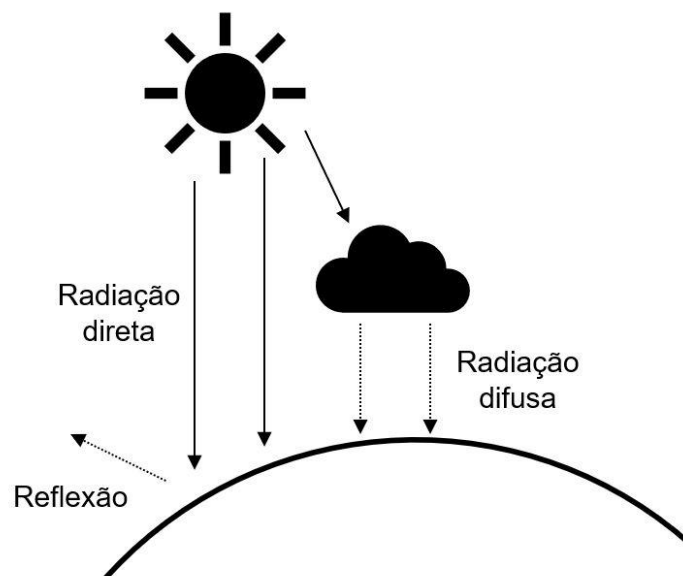


Figura 11: Radiação solar na terra.

As ondas eletromagnéticas produzidas pelo Sol têm a capacidade de causar certos efeitos em objetos e seres vivos. Um dos exemplos é o que ocorre em objetos ou seres capazes de absorver radiação, onde há transmissão de energia em forma de calor, provocando um aumento na agitação das moléculas, que resulta em uma maior temperatura do objeto. As ondas eletromagnéticas podem também alterar

propriedades elétricas dos materiais, e assim produzir tensões e correntes elétricas. Estes efeitos são conhecidos como fotovoltaico e fotoelétrico.

O efeito fotoelétrico acontece em materiais metálicos e não metálicos sólidos, líquidos ou gasosos. Tem como característica a remoção de elétrons do material, mas também a não criação de tensão elétrica sobre o mesmo (Villalva, 2015).

### 2.2.2. Orientação

De modo a melhorar a captação da energia oriunda da radiação solar pelos módulos, existem ângulos que favorecem este efeito. Assim, ao buscar a orientação perfeita da disposição dos módulos em um sistema fotovoltaico, tem-se como objetivo o aumento de sua eficiência. A figura 12 ilustra os ângulos importantes a serem considerados para a orientação do sistema. Em seguida é apresentada uma definição de cada ângulo.

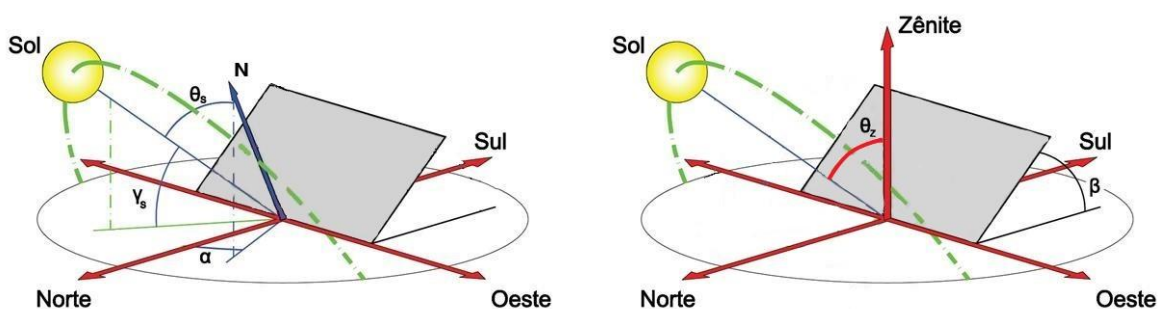


Figura 12: Ângulos geométricos para tecnologia solar. Fonte: (LISBOA, 2010)

- **Ângulo de incidência ( $\theta_s$ ):** ângulo entre o raio solar e a normal (N) à superfície do módulo;
- **Altura solar ( $\gamma_s$ ):** ângulo compreendido entre o raio solar e a sua projeção no plano horizontal;
- **Ângulo azimutal de superfície ( $\alpha$ ):** ângulo entre a projeção da normal (N) à superfície no plano horizontal e a direção Norte-Sul. O deslocamento angular é tomado a partir do Norte e está compreendido entre  $-180^\circ$  e  $180^\circ$ , sendo considerado negativo quando se encontra à sua direita;
- **Inclinação da superfície ( $\beta$ ):** ângulo formado entre o plano do módulo e o plano horizontal;
- **Ângulo zenital ( $\theta_z$ ):** ângulo entre o raio solar e o Zênite, ou seja, distância angular entre o raio solar e a vertical de sua incidência.

Portanto, em relação a sua orientação azimutal (projeção da normal do painel no solo) é esperado que os módulos apontem sempre para a Linha do Equador, ou seja, para sistemas localizados no hemisfério sul os módulos devem apontar para o norte e para sistemas no hemisfério norte devem apontarem para o sul, de modo que recebam a maior quantidade de radiação direta possível. Já sua inclinação deve ser tal que  $\theta_s$  seja mínimo, e se possível zero, pois tem-se maior aproveitamento energético com incidência perpendicular dos raios solares sobre os módulos. Para facilitar a estimativa do ângulo  $\beta$ , existe uma aproximação em função da latitude do sistema, mostrada na tabela 2. Vale ressaltar que não se aconselha a instalação com ângulos menores que  $10^\circ$  para evitar o acúmulo de poeira sobre o módulo, o que impede que os raios solares cheguem sobre sua superfície.

Tabela 2: Regra para estimativa da inclinação de um módulo FV. Fonte: (Villalva, 2015)

Latitude do Local	Ângulo de inclinação recomendado
$0^\circ$ à $10^\circ$	$\beta = 10^\circ$
$11^\circ$ à $20^\circ$	$\beta = \text{latitude}$
$21^\circ$ à $30^\circ$	$\beta = \text{latitude} + 5^\circ$
$31^\circ$ à $40^\circ$	$\beta = \text{latitude} + 10^\circ$
$41^\circ$ ou mais	$\beta = \text{latitude} + 15^\circ$

### 2.2.3. Efeito fotovoltaico

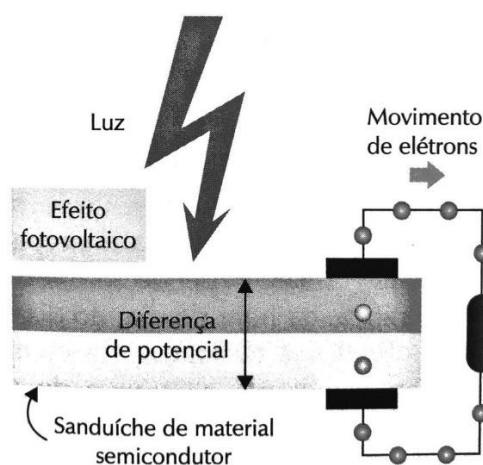


Figura 13: Efeito fotovoltaico. Fonte: (Villalva, 2015)

O efeito fotovoltaico, ilustrado na Figura 13, se dá pela transformação da energia da radiação solar em energia elétrica através da criação de uma diferença de potencial, ou tensão elétrica, sobre uma célula formada por dois materiais semicondutores.

Os materiais semicondutores presentes em células fotovoltaicas são: silício, arseneto de gálio, telureto de cádmio e disseleneto de cobre e índio (gálio), sendo o mais comum entre eles o silício. Quando a luz incide no material semicondutor, ocorre uma diferença de potencial. Caso o material seja ligado a um caminho elétrico, haverá uma corrente como mostra a Figura 13.

## 2.2.4. Conceitos fundamentais de energia solar fotovoltaica

### 2.2.4.1. Irradiância

A irradiância é uma forma de quantificar a energia vinda das ondas eletromagnéticas do Sol. Pode também ser chamada de irradiação, expressa na unidade de  $W/m^2$  (watt por metro quadrado).

### 2.2.4.2. Insolação ou radiação

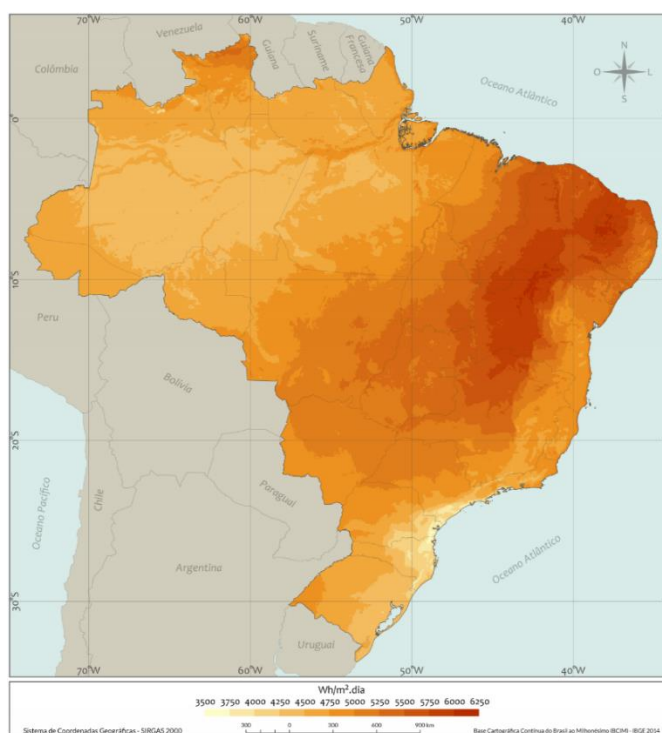


Figura 14: Total diário da irradiância global. Fonte: (ABSOLAR, 2017)

Muito semelhante ao conceito da irradiância, o conceito de insolação difere pela unidade de tempo. A unidade de insolação é  $W.h/m^2$  (watt-hora por metro quadrado). Ou seja, uma densidade de energia por área, ela quantifica a energia solar que incide sobre uma determinada área de superfície plana ao longo de um determinado intervalo de tempo. A Figura 14 mostra a distribuição da insolação no território brasileiro.

### 2.2.5. Célula fotovoltaica

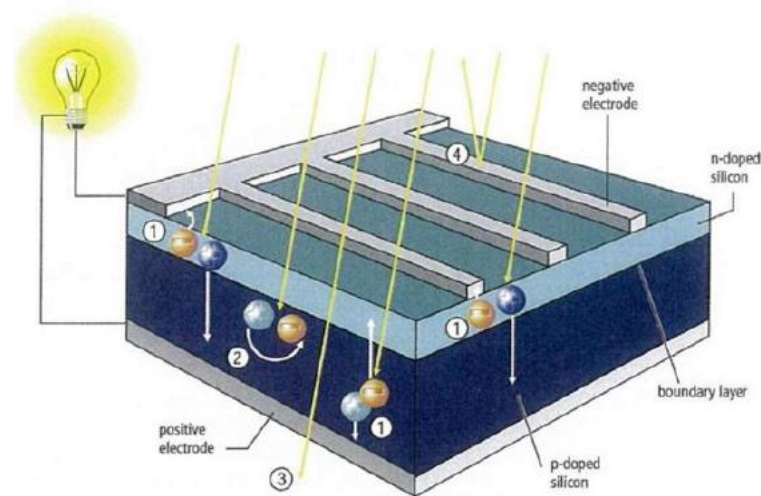


Figura 15: Representação de uma célula fotovoltaica. Fonte: (SOUZA, 2016)

A célula fotovoltaica (Figura 15) é o coração de um sistema fotovoltaico pois se trata do componente cujas propriedades o torna capaz de converter energia originada da radiação solar em energia elétrica, através do efeito fotovoltaico já abordado neste documento. A associação de células fotovoltaicas dá origem a um módulo fotovoltaico. Esta associação de células é necessária pois uma única célula não tem capacidade suficiente de gerar uma potência elétrica considerável.

No entanto, existem diversos tipos de células no mercado, diferenciadas entre si por fatores de rendimento, área, potência-pico de geração, etc. A seguir serão abordadas as características de alguns dos principais tipos.

#### 2.2.5.1. Silício monocristalino

Utiliza a forma mais pura do silício, um processo de alto custo financeiro que submete o material a altas temperaturas para que assim forme o cristal, chamado de método de Czochralski. Ele resulta em um lingote de silício monocristalino, uma

estrutura única com organização molecular homogênea. O lingote é serrado, produzindo diversas fatias de silício puro (Souza, 2016).

Em seguida, cada lingote recebe suas impurezas, ou seja, seus dopantes  $p$  e  $n$  para a formação da junção  $p-n$ , e assim estarem sujeitos ao efeito fotovoltaico. Para finalizar, em uma das faces é adicionada uma base metálica e na outra uma grade metálica com uma camada de material antirreflexo (Villalva, 2015). O produto final é ilustrado na Figura 16.



*Figura 16: Célula de silício monocristalino.*

#### **2.2.5.2. Silício policristalino**

Com um processo de fabricação de custo inferior ao monocristalino, ele se torna o mais popular no mercado atualmente. O lingote é formado por diversos pequenos cristais, de tamanhos e orientações diferentes, dando a ele uma aparência heterogênea diferente do monocristalino, ilustrado na Figura 17.



*Figura 17: Célula de silício policristalino.*

O processo de dopagem para deixar a célula apta ao efeito fotovoltaico é idêntico ao processo do monocristalino, e mesmo com uma eficiência menor que o anterior, seu custo de produção ainda o deixa em vantagem.

#### **2.2.5.3. Células de película fina**

A célula de película fina, também chamada de filme fino é usada para designar diferentes tipos de tecnologias encontradas no mercado, como o silício amorfo (aSi),

o telureto de cádmio (CdTe) e a tecnologia CIGS (cobre-índio-gálio-selênio) (Villalva, 2015).

O processo é um pouco diferente na formação do produto. Ao invés do fatiamento dos lingotes de silício, as células de filme fino são produzidas pelo depósito de finas camadas de materiais, por exemplo o silício, sobre uma base rígida ou até mesmo móvel. É uma tecnologia que apareceu após o surgimento dos produtos cristalinos, ou seja, é mais recente e tem como característica a economia de material, pois necessitam de pequenas quantidades de matéria-prima para se produzir uma célula, evitando o desperdício que acontece quando o lingote de silício é serrado na produção das células cristalinas. Além disso, há economia de energia, já que a temperatura que deve se atingir para a deposição da matéria-prima é inferior à temperatura da formação do lingote das células cristalinas, tornando o processo de obtenção de uma célula de película fina mais barato. Por outro lado, tem como desvantagens uma menor eficiência na geração de energia elétrica e uma taxa maior de degradação do material ao longo do tempo (Souza, 2016).

#### **2.2.5.3.1. Silício amorfo**

Tecnologia pioneira quando se trata de filme fino. Tem como principal característica sua baixa eficiência quando comparada com a tecnologia de matérias cristalinos, que nos primeiros seis a doze meses apresenta uma redução em sua eficiência, até atingir um valor estável (Souza, 2016).

#### **2.2.5.3.2. Telureto de cádmio (CdTe)**

Dentre as tecnologias de filme fino é a melhor quando se trata de eficiência. Contudo, esbarra no quesito produção em larga escala, pois o cádmio é tóxico e o telureto é um material raro no mundo.

#### **2.2.5.4. Resumo da eficiência**

A tabela 3 apresenta um resumo com os valores das eficiências das tecnologias de células fotovoltaicas abordadas neste capítulo.

Tabela 3: Eficiência das células fotovoltaicas. Fonte: (SOUZA, 2016)

<b>Material</b>	<b>Eficiência em laboratório</b>	<b>Eficiência em produção</b>	<b>Eficiência em produção em série</b>
Silício monocristalino	24,7%	18%	14%
Silício policristalino	19,8%	15%	13%
Silício amorfo	13%	10,5%	7,5%
CIGS (Cobre-Índio-Gálio-Selênio)	18,8%	14%	10%
CdTe	16,4%	10%	9%

### 2.2.6. Sombreamento

Sombras sobre uma célula fotovoltaica implicam em menos radiação solar chegando até ela, o que impede o efeito fotovoltaico de acontecer, diminuindo consideravelmente, ou até mesmo zerando, a produção de corrente elétrica. Por estarem conectadas em série em um módulo, a célula que possui uma sombra limita a corrente gerada de todas as outras conectadas a ela, resultando em menor potência elétrica. Além das células sombreadas limitarem a corrente do módulo, como elas deixam de produzir corrente, acabam se comportando como uma carga, sujeita ao efeito *Joule* e produzindo pontos de calor (*hot-spots*) no módulo, que são facilmente encontrados com câmeras térmicas. O mesmo efeito de anulação de corrente ocorre caso um módulo de uma *string* esteja com sombra sobre ele, a geração da *string* toda é comprometida. A Figura 18 mostra graficamente o efeito do sombreamento na tensão e corrente geradas pelo painel.

Uma alternativa para minimizar o efeito do sombreamento é o uso de diodos de passagem (*by-pass*) em paralelo às células. O ideal seria um diodo em paralelo para cada célula, mas tornaria o custo de implementação muito alto, aumentando os preços de cada módulo, então eles são usados em paralelo a um conjunto de células. Ele atua quando há sombreamento sobre esse conjunto, em que a não produção de corrente do mesmo o polariza, fazendo-o conduzir a corrente que passaria pela zona de sombreamento, servindo como um caminho alternativo para a corrente. Esta

montagem evita a formação de *hot-spots* e a anulação da corrente do conjunto, minimizando a potência produzida. A curva característica I-V de um conjunto de células com diodo de passagem é ilustrada na Figura 18.

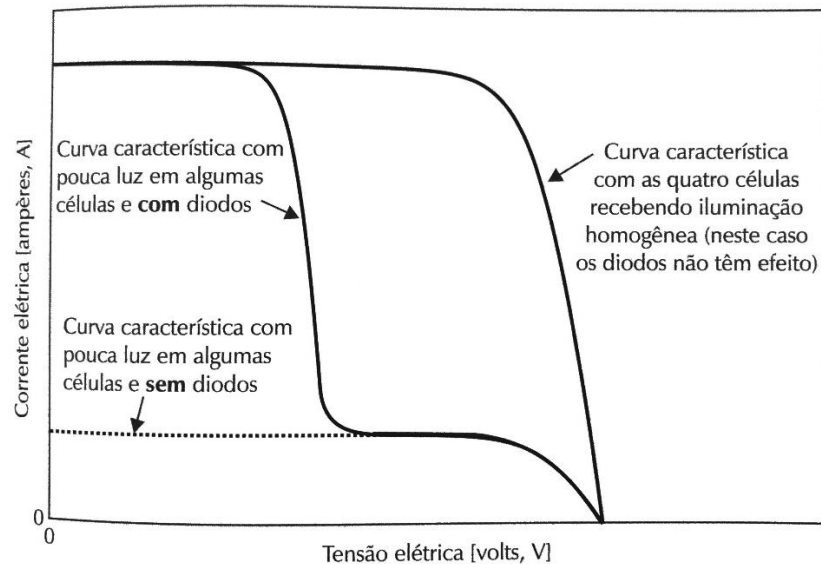


Figura 18: Efeito do sombreamento na curva I-V. Fonte: (Villalva, 2015)

### 2.2.7. Painéis ou módulos fotovoltaicos

Um painel fotovoltaico (ou módulo) é formado por várias células fotovoltaicas ligadas em série. No mercado os mais comuns são de 60 células e 72 células para sistemas *on-grid*.

### 2.2.8. Tipos de sistemas

Atualmente existem dois tipos de sistemas fotovoltaicos, os autônomos que são sistemas isolados, e aqueles que estão conectados à rede de energia elétrica. Nos tópicos a seguir serão explicadas as suas principais características.

#### 2.2.8.1. Sistemas autônomos ou desligados da rede elétrica (*off-grid*)

Os sistemas autônomos, também chamados de sistemas isolados ou *off-grid* foram os pioneiros quanto à geração por energia solar, usados principalmente em locais de difícil acesso a rede elétrica, como em áreas rurais. Seu uso é geralmente restrito devido ao custo. É usado para atender uma certa carga isolada, por exemplo um sistema de bombeamento de um poço na zona rural de uma cidade, ou postes de

iluminação pública em que não se deseja uma rede aérea, e alimentadores de antenas de comunicação (localizada nas montanhas), etc.



Figura 19: Sistema de bombeamento alimentado por painel fotovoltaico. Fonte: (SOUZA, 2016)

As suas principais diferenças são o uso de baterias e controladores de carga. Como só há geração de energia elétrica durante a incidência da luz solar, a carga sustentada pelo sistema só poderia ser usada durante o dia. Para resolver este problema são usadas uma ou um conjunto de baterias, dependendo da demanda da carga associada, que são carregadas por este sistema fotovoltaico e garantem a alimentação constante de energia elétrica para esta carga. As baterias também têm como função alimentar e estabilizar a tensão fornecida aos equipamentos ou ao inversor eletrônico, já que a tensão de saída de um módulo é variável. O controlador de carga é acoplado entre os módulos e a bateria, e tem como função evitar que a bateria seja excessivamente sobrecarregada ou descarregada. Este fator é essencial para garantir a vida útil da mesma, mas pode encarecer demais o sistema.

#### **2.2.8.2. Sistemas conectados à rede (on-grid)**

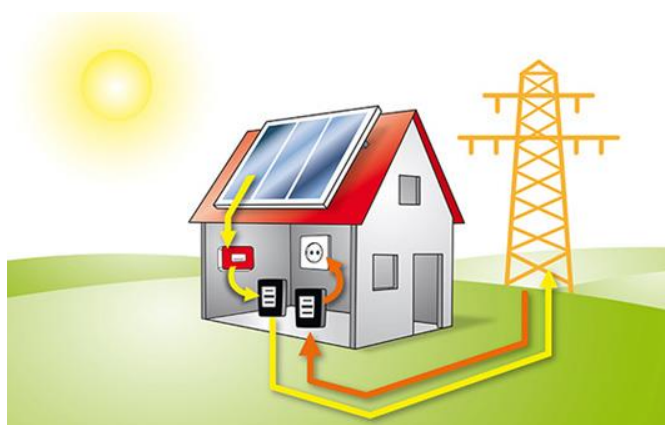


Figura 20: Sistema conectado à rede elétrica. Fonte: (SOLAR BRASIL)

Os sistemas conectados à rede ou também conhecidos como *on-grid* operam paralelo a rede elétrica, instalados em locais onde haja alimentação de energia. Têm como objetivo gerar energia para consumo local.

O uso deste tipo de sistema é cada vez mais comum. Estão presentes em telhados de casas e indústrias, coberturas de estádios de futebol, etc. Como já foi citado anteriormente, existem programas de incentivo que facilitam a consumidores usufruírem deste tipo de tecnologia. Possibilitando abater das faturas de consumo de energia elétrica de suas propriedades o montante de energia gerada pelo sistema, este tipo de instalação tornou-se um atrativo aos consumidores.

Os componentes presentes no sistema *on-grid* serão detalhados nas próximas seções porque o projeto proposto neste trabalho baseia-se nesta abordagem.

### **2.2.9. Categorias de geração**

Para fins de categorizar os sistemas fotovoltaicos de acordo com sua capacidade de geração, a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) através de sua resolução normativa Nº 482, de 17 de abril de 2012, diz:

*“Art. 2º Para efeitos desta Resolução, ficam adotadas as seguintes definições:*

*I - **Microgeração distribuída:** central geradora de energia elétrica, com potência instalada menor ou igual a 75 kW e que utilize cogeração qualificada, conforme regulamentação da ANEEL, ou fontes renováveis de energia elétrica, conectada na rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras; (Redação dada pela REN ANEEL 687, de 24.11.2015)*

*II - **Minigeração distribuída:** central geradora de energia elétrica, com potência instalada superior a 75 kW e menor ou igual a 5MW e que utilize cogeração qualificada, conforme regulamentação da ANEEL, ou fontes renováveis de energia elétrica, conectada na rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras; (Redação dada pela REN ANEEL 786, de 17.10.2017) ”*

## 2.3. Análise financeira

### 2.3.1. Fluxo de caixa

O fluxo de caixa é o controle do valor total que será movimentado no projeto considerando entradas e saídas durante um período pré-determinado. É necessário para que se possa prever e controlar as despesas totais do projeto durante instalação, funcionamento e manutenção do sistema. Ao início de um projeto, é necessário analisar o fluxo de caixa e a disponibilidade de recursos financeiros para que se possa verificar a viabilidade do projeto. Um ponto importante que deve ser observado é que o fluxo de caixa não trabalha com a variação monetária no tempo, ou seja, não leva em consideração que a mesma quantidade de dinheiro pode não ter o mesmo valor com o passar do tempo.

### 2.3.2. Valor Presente Líquido (VPL)

O Valor Presente Líquido (VPL), também conhecido como Valor Atual Líquido (VAL) é um método utilizado para determinar se um investimento é viável dentro de um período determinado. O cálculo do VPL leva em consideração o investimento inicial, o tempo de investimento, o fluxo de caixa e o retorno dentro desse período. É muito importante em investimentos a longo prazo, já que considera as variações de valor da moeda ao decorrer do tempo a partir da Taxa Mínima de Atratividade (TMA). O VPL é resultado de uma equação matemática financeira:

$$VPL = FC_0 + \frac{FC_1}{(1 + TMA)^1} + \frac{FC_2}{(1 + TMA)^2} + \dots + \frac{FC_n}{(1 + TMA)^n}$$

onde,

**VPL:** soma do valor presente de todos os fluxos de caixa previstos no projeto. Indica a viabilidade do investimento;

**FC<sub>0</sub>:** o investimento inicial, ou seja, o valor que representava o fluxo de caixa no tempo zero. Como representa saída de dinheiro, esta variável entra na fórmula com sinal negativo;

**FC<sub>n</sub>:** valor que representa o fluxo de caixa no tempo n;

**TMA:** é a Taxa Mínima de Atratividade, ou seja, o valor mínimo que o investimento no projeto deve obter.

Para compreender a análise do VPL, pode-se utilizar do seguinte exemplo: se o investimento analisado fosse uma empresa, seria viável “comprar” o negócio se este estivesse sendo negociado com valor abaixo de seu VPL. Se o valor do negócio estivesse acima do valor de VPL, seria mais seguro renegociar. Neste caso o investimento não se trata de uma empresa, mas da instalação de geração distribuída, então deve ser analisada individualmente.

### **2.3.3. Taxa Mínima de Atratividade (TMA)**

A Taxa Mínima de Atratividade é uma taxa de juros que representa o valor mínimo que o investidor se propõe a ganhar no projeto ou investimento, ou seja, é o mínimo que um investimento deve render para que possa ser considerado economicamente viável, ou também representa o valor máximo que o cliente ou investidor se dispõe a pagar quando faz um financiamento.

### **2.3.4. Taxa Interna de Retorno (TIR)**

A TIR, Taxa Interna de Retorno, também é uma fórmula matemática financeira e é um indicador essencial na análise de retorno de um projeto. É utilizada para calcular a taxa de retorno do investimento, ou seja, a taxa de desconto que o fluxo de caixa teria para igualar a zero seu Valor Presente Líquido. Pode ser calculada a partir da fórmula a seguir:

$$VPL = 0 = FC_0 + \sum_{n=1}^t \frac{FC_n}{(1 + TIR)^n}$$

Comparando a TIR com a TMA é possível verificar o desempenho do projeto, sendo que:

- Maior que a TMA: o projeto se mostra economicamente viável
- Igual à TMA: o investimento se mostra indiferente
- Menor que a TMA: o projeto é economicamente inviável

### **2.3.5. Retorno econômico do investimento (*payback*)**

O *payback* indica o tempo (em dias, meses, anos) necessário para que o lucro acumulado gerado pelo projeto se iguale ao investimento inicial. Diferentemente do VPL ou TIR, o *payback* se preocupa com o prazo de liquidez do investimento, fazendo uma previsão de quanto tempo levará para que o investidor tenha seu dinheiro de volta, levando em consideração as variações das moedas no tempo. Um prazo de *payback* longo, por exemplo, pode identificar um investimento de maior risco, e prazos menores podem indicar investimentos mais seguros.

### **2.3.6. Tarifa de energia e bandeiras tarifárias**

Tarifa é o valor cobrado pelo kWh e esse valor vem crescendo nos últimos anos, e depende das chamadas “Bandeiras Tarifárias” e reajustes. As bandeiras tarifárias são alteradas de acordo com as condições da geração de energia elétrica e indicam se haverá ou não acréscimo no valor da tarifa de energia. Podem apresentar as seguintes modalidades: Verde: as condições de geração são favoráveis, portanto não haverá acréscimo na tarifa; Amarela: as condições de geração são menos favoráveis e haverá acréscimo de R\$ 0,010 para cada quilowatt-hora consumido; Vermelha: a bandeira vermelha pode apresentar dois patamares. No Patamar 1 as condições de geração não são favoráveis e a tarifa sofre aumento de R\$ 0,030 para cada quilowatt-hora consumido. Já no Patamar 2 as condições de geração são ainda piores e a tarifa sofre aumento de R\$ 0,050 para cada quilowatt-hora consumido, sendo este o pior caso. O sistema de bandeiras tarifárias é aplicável para todos os consumidores sob controle da ANEEL, excluindo apenas aqueles em sistemas isolados. De acordo com a ANEEL, o reajuste tarifário para 2018 da CPFL Paulista foi de 16,9%, mas como em anos anteriores, houve até redução do valor da tarifa.



### 3. COMPONENTES DE UM SISTEMA FOTOVOLTAICO CONECTADO À REDE

#### 3.1. Arranjo de painéis fotovoltaicos

A distribuição dos painéis na instalação é denominada arranjo de painéis fotovoltaicos. Também pode ser denominado sistema fotovoltaico.

##### 3.1.1.1. *Curvas características*

O comportamento dos níveis de tensão e corrente de um módulo não é constante. Eles se comportam de uma maneira muito específica, e podem ser descritos através de duas curvas características de painéis fotovoltaicos. Uma relaciona tensão e corrente de saída (Figura 21) e outra tensão e potência de saída (Figura 22).

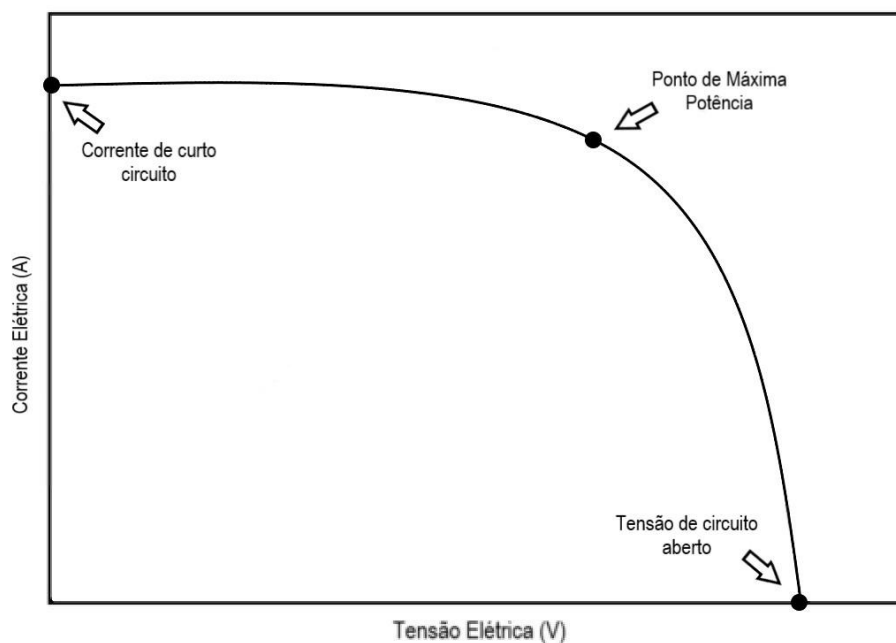


Figura 21: Curva característica I-V de um painel fotovoltaico.

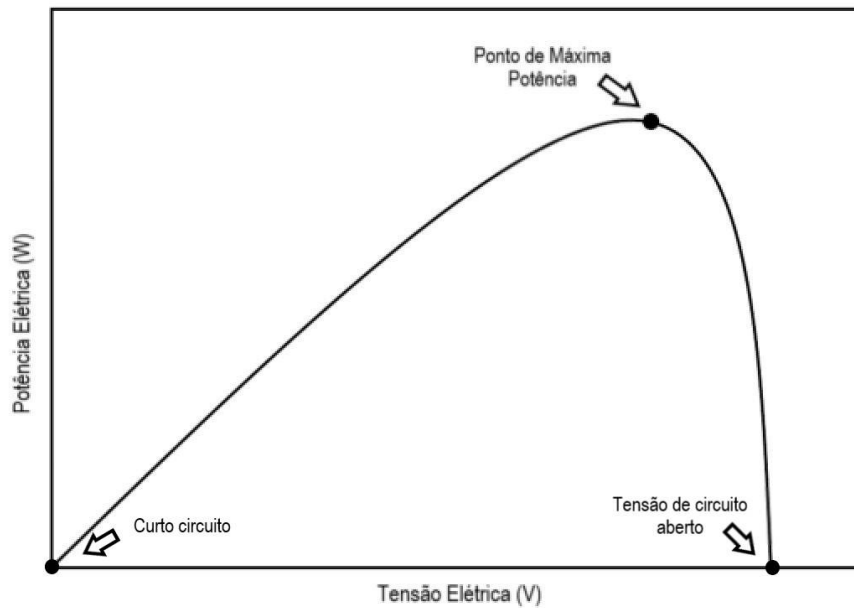


Figura 22: Curva característica P-V de um painel fotovoltaico.

O que dita os valores de tensão e corrente do módulo é a carga conectada em seus terminais, mas existem ferramentas presentes nos inversores que podem ajudar o sistema a trabalhar nestes valores, que será abordado no tópico 3.1.3.

Os pontos destacados nos gráficos são:

- **Corrente de curto-circuito ( $I_{sc}$ ):** máxima corrente quando os terminais do módulo estão ligados em curto-circuito;
- **Tensão de circuito aberto ( $V_{oc}$ ):** tensão máxima quando os terminais do módulo estão sem carga, ou seja, em circuito aberto;
- **Ponto de máxima potência ( $P_{max}$ ):** ponto específico onde temos o valor máximo do produto entre tensão e corrente, o que define a potência elétrica de saída de um módulo.

Dois fatores que interferem nos valores de tensão e corrente de saída dos módulos são irradiância solar e temperatura. Testes laboratoriais constataram que quanto maior a irradiância sobre uma célula solar, maior a corrente por ela gerada. Isto está diretamente relacionado ao efeito fotovoltaico da célula. Afinal, quanto maior a energia a ela transmitida, maior será a conversão em energia elétrica. Por outro lado, um fato curioso é que ao aumentarmos a temperatura do módulo, menor será a tensão elétrica por ele produzida. Portanto, variando-se esses dois fatores varia-se

também a potência elétrica de saída do módulo, implicando em maior ou menor eficiência do mesmo.

Existe uma regra baseada em testes de temperatura da célula em operação nominal que diz qual o decaimento, em porcentagem dos valores de potência, tensão e corrente, para cada aumento de temperatura ( $^{\circ}\text{C}$ ), como mostrado na Tabela 4.

Tabela 4: Coeficiente de temperatura. Fonte: (SOUZA, 2016)

<b>Temperatura da célula em operação nominal</b>	$45\pm 2^{\circ}\text{C}$
<b>Coeficiente de Temperatura para <math>P_{\text{max}}</math></b>	$-0,400\%/^{\circ}\text{C}$
<b>Coeficiente de Temperatura para <math>V_{\text{oc}}</math></b>	$-0,314\%/^{\circ}\text{C}$
<b>Coeficiente de Temperatura para <math>I_{\text{sc}}</math></b>	$0,051\%/^{\circ}\text{C}$

Em geral os sistemas necessitam que seja feita a associação de módulos para se atingir a potência necessária, pois dependendo do modo como eles são associados, em série ou em paralelo, os valores de  $V_{\text{oc}}$  e  $I_{\text{sc}}$  são alterados de maneiras distintas. As diferentes formas de conectá-los serão descritas a seguir.

### 3.1.1.2. Conexão em série

Os módulos quando conectados em série formam uma *string*, e terão suas tensões somadas, aumentando a  $V_{\text{oc}}$  do sistema. Caso sejam usados módulos com características diferentes, a corrente será a média dos valores de cada um.

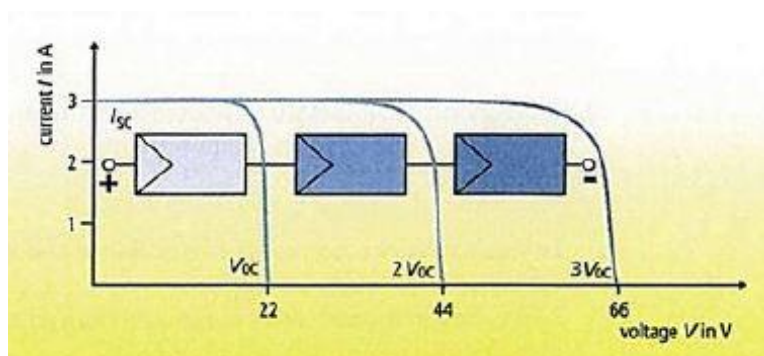


Figura 23: Módulos ligados em série. Fonte: (SOUZA, 2016)

### 3.1.1.3. Conexão em paralelo

Na associação em paralelo os módulos terão suas correntes somadas, aumentando  $I_{sc}$  do sistema, e caso forem usados módulos com características diferentes, a tensão será a média dos valores de cada um.

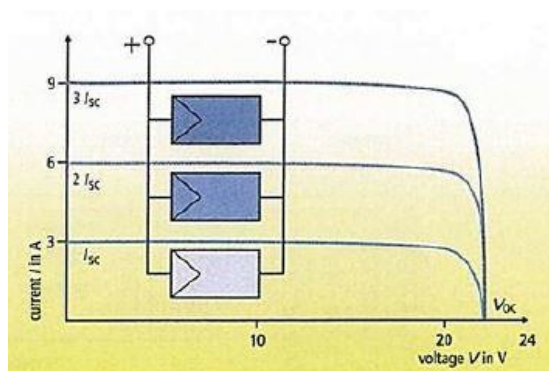


Figura 24: Módulos ligados em paralelo. Fonte: (SOUZA, 2016)

### 3.1.1.4. Conexão em série e paralelo

Quando os módulos são associados inicialmente em série e depois em paralelo, as tensões e correntes de saída são então somadas, como pode se observar na curva característica I-V a seguir.

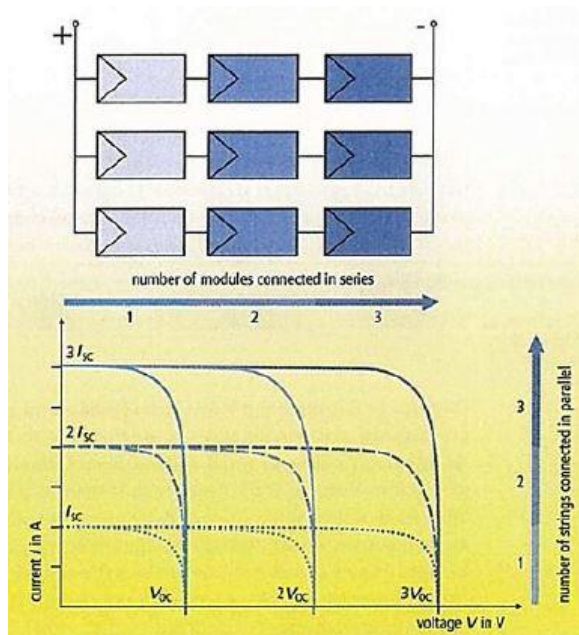


Figura 25: Associação série e paralelo de módulos fotovoltaicos. Fonte: (SOUZA, 2016)

### 3.2. Estrutura

A escolha certa das estruturas que sustentam os módulos tem papel fundamental no desempenho do sistema. A estrutura garante a segurança dos equipamentos, deixando-os fixos em seus devidos lugares, que podem ser os mais variados possíveis, e por isso, existem tipos de estruturas diferentes para cada um. Para telhados deve-se ficar atento ao tipo das telhas e do madeiramento que as sustentam, a fim de encontrar os trilhos e presilhas que melhor sustentarão os módulos. Um ponto importante a se levar em conta é em relação a cargas de vento que o sistema poderá sofrer, portanto é necessário respeitar as distâncias mínimas das extremidades do telhado.

Existem também suportes para instalações em plano horizontal, por exemplo, quando se deseja instalar o sistema sobre o solo. Para esse tipo de estrutura tem-se uma liberdade maior se tratando de orientação e inclinação, pois o projetista tem a opção de construir a estrutura com as medidas que julgar ideais. Uma estrutura interessante para planos horizontais é a que serve de cobertura para estacionamentos (Figura 26), que será a estrutura usada no desenvolvimento deste projeto.



*Figura 26: Estrutura de cobertura de vaga de estacionamento. Fonte: Thesan*

### 3.3. Inversor

Como a geração proveniente dos módulos se dá em corrente contínua e a rede de distribuição em corrente alternada, é necessário um dispositivo que realize essa conversão. Este equipamento chama-se inversor, que se trata de um conversor CC-CA. Ele também possui a função de conectar o sistema à rede elétrica, funcionando como uma fonte de corrente, convertendo a corrente contínua vinda do sistema fotovoltaico e injetando corrente alternada na rede elétrica.

O inversor de um sistema *on-grid* usa através de um sensor a tensão da rede na qual ele está conectado como referência em sua conversão, para, por exemplo, através de um sistema de controle eletrônico saber como as chaves (T1, T2, T3 e T4) serão acionadas e a frequência que a corrente alternada deve ser gerada, e só entra em funcionamento com a rede ligada. Após o chaveamento uma onda é gerada, que passa por um filtro a fim de se tornar uma onda senoidal pura ideal para ser injetada na rede elétrica. O fato do inversor só funcionar com a rede serve como uma medida de segurança para a concessionária quando, por exemplo, existe necessidade de realizar manutenção da linha. O esquema de funcionamento do inversor pode ser visto na Figura 27.

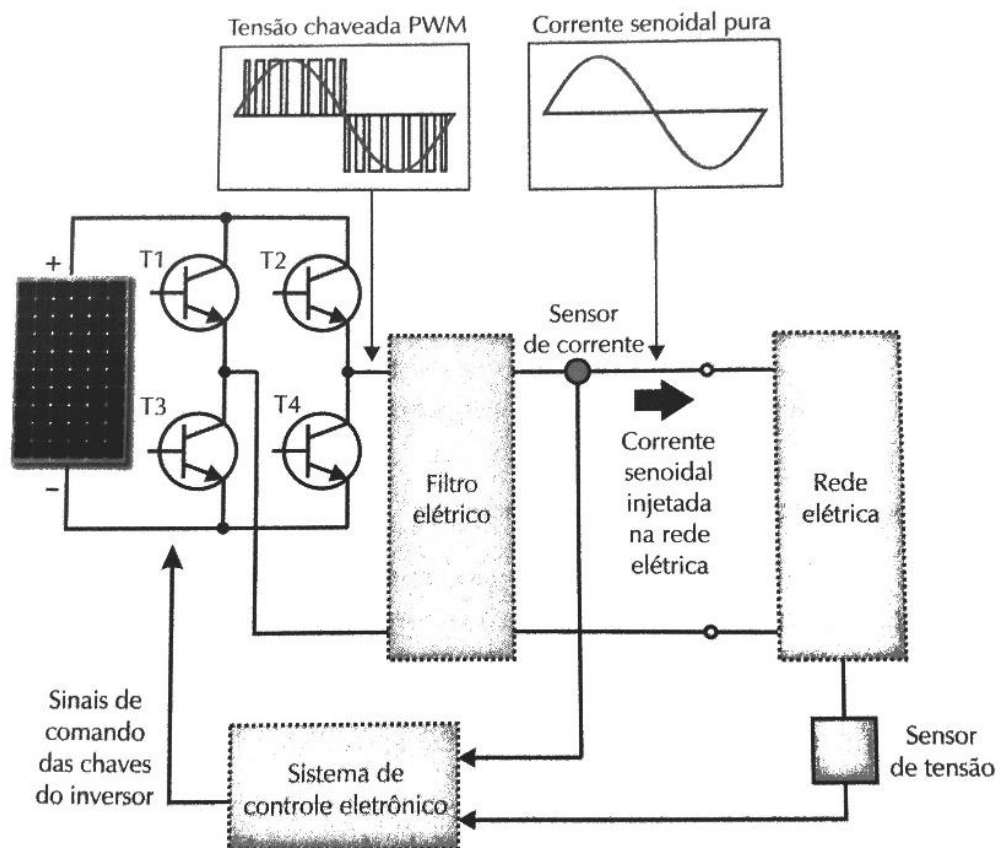


Figura 27: Funcionamento de um conversor CC-CA conectado à rede. Fonte: (Villalva, 2015)

Deve-se atentar na escolha do inversor, pois cada um tem sua limitação. Suas características podem variar em relação a:

- Tensão contínua máxima na entrada;
- Número máximo de *strings* na entrada;
- Número de entradas independentes de MPPT;

- Tensão de operação na conexão com a rede;
- Potência de corrente contínua na entrada;
- Potência de corrente alternada na saída;
- Eficiência.

Um ponto a se destacar é o MPPT de um inversor. MPPT vem do inglês *Maximum Power Point Tracking*, que significa rastreamento do ponto de máxima potência. Ele tem como objetivo garantir que, instantaneamente, o sistema opere em sua máxima potência. Como as condições de operação dos módulos são muito variáveis devido à intermitência da temperatura, incidência solar e sombreamento, um inversor com um sistema MPPT é essencial para maximizar o rendimento de um sistema. Existem diversos tipos de rastreadores da máxima potência, mas o mais utilizado neste tipo sistema é o de perturbação e observação, explicado a seguir. Um esquema é ilustrado na Figura 28.

*“O MPPT funciona com um algoritmo muito simples, que consiste em perturbar a operação dos módulos, alterando intencionalmente a tensão nos seus terminais, e observar o que acontece com a potência fornecida. [...] Com uma certa frequência o inversor provoca uma mudança de tensão no sentido crescente, observando o aumento da potência fornecida pelos módulos fotovoltaicos. Como o objetivo é maximizar a potência, o inversor continua aumentando a tensão nesse sentido, pois observa que a potência aumenta, passo a passo, após cada perturbação*

*Em um dado instante, quando o ponto de máxima potência do módulo é ultrapassado, a perturbação proporciona o efeito contrário da redução da potência. Nesse momento o algoritmo do inversor percebe que a perturbação da tensão no sentido crescente deve ser interrompida e inicia a perturbação no sentido contrário, sempre observando o que acontece com a potência” (Villalva, 2015)*

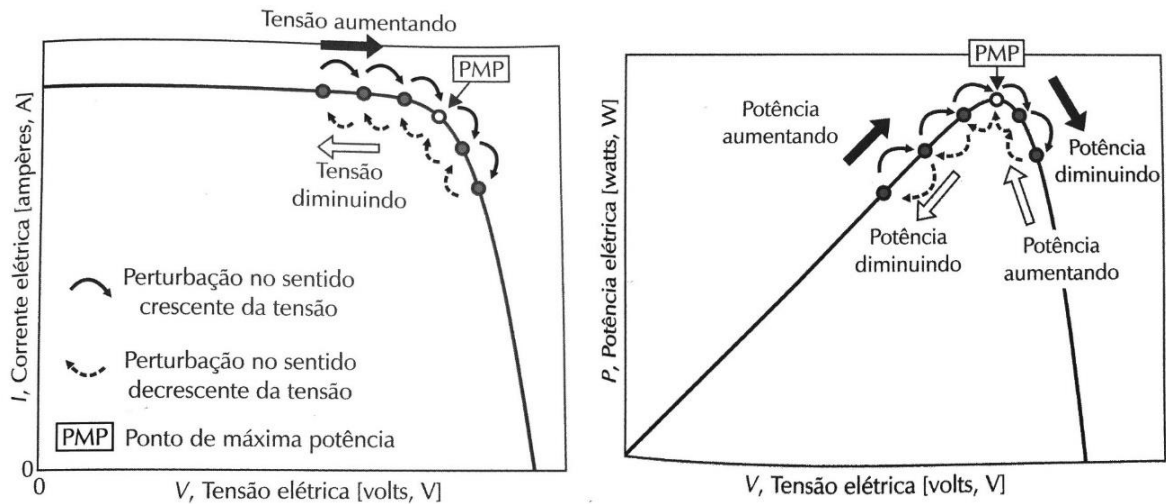


Figura 28: Funcionamento do sistema de MPPT. Fonte: (Villalva, 2015)

Um problema com o qual o MPPT se depara é o sombreamento parcial dos módulos. Quando parte do sistema fotovoltaico está sendo coberto por alguma sombra, sua curva característica I-V sofre alterações, como já visto na Figura 18, resultando em uma curva P-V com dois pontos máximos, um global e um local como na Figura 29. O MPPT assume o máximo local como máximo, limitando a geração do sistema como um todo por aquele ponto, prejudicando os módulos que poderiam gerar mais e que estão deixando de produzir pela limitação do MPPT. Uma solução é usar mais de um MPPT, assim a sombra em uma *string* passa a não prejudicar o rendimento de outra *string* conectada em outro MPPT.

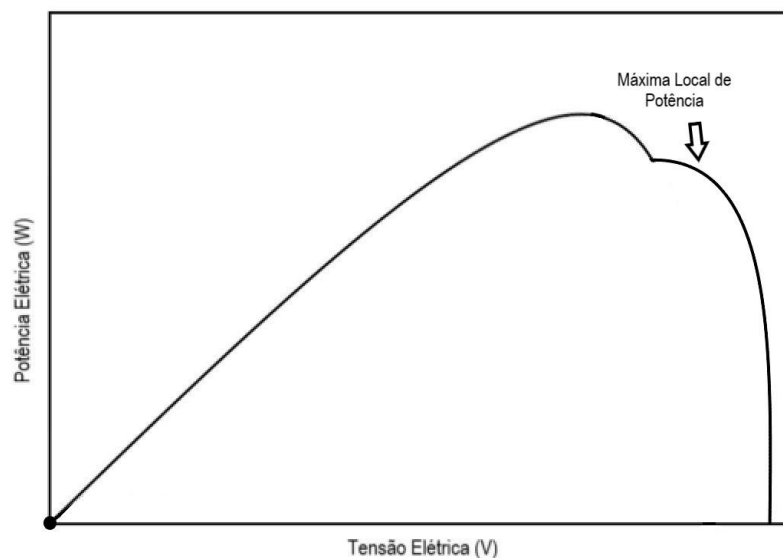


Figura 29: Efeito sombreamento no MPPT.

### 3.4. Proteção

De acordo com a Resolução Normativa N° 687 da ANELL, de 24 de novembro de 2015, todo SFV de acordo com sua faixa de classificação deve atender a um nível de proteção desejado. A proteção do sistema é projetada em duas etapas, uma etapa em corrente contínua e outra em corrente alternada, localizadas antes e após o inversor.

#### 3.4.1.1. Corrente contínua (CC)

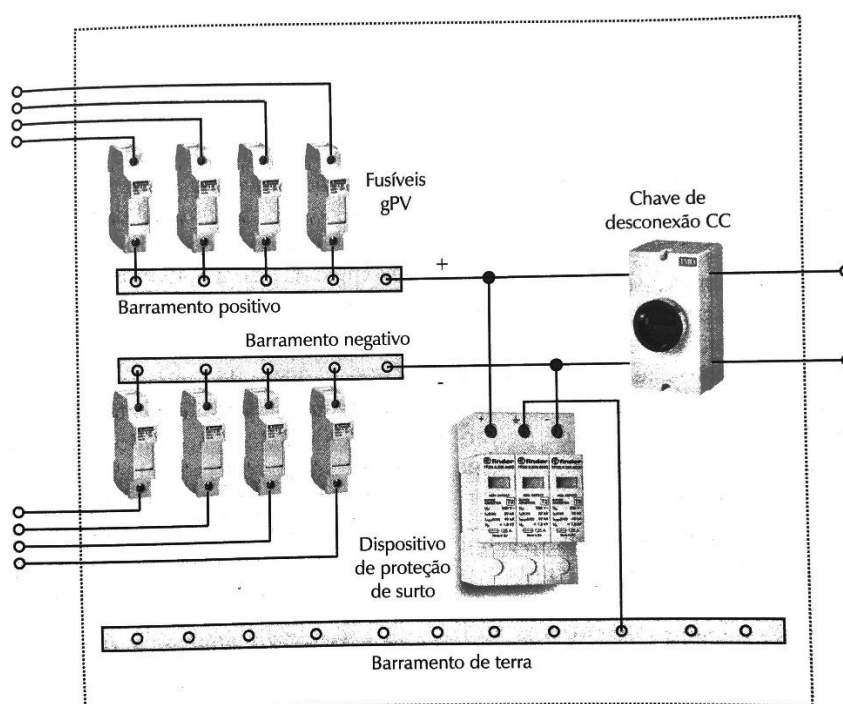


Figura 30: Quadro de proteção CC. Fonte: (Villalva, 2015)

Os componentes da proteção CC que estarão no quadro de proteção CC, são:

- **Fusível**

Garante a proteção do sistema contra sobrecorrentes oriundas dos módulos fotovoltaicos.

- **Dispositivo de Proteção contra Surtos CC (DPS)**

Usado para a proteção de sobretensões causadas por descargas elétricas. Já que os sistemas fotovoltaicos são instalados em partes externas, estão sujeitos a receber tais descargas.

- **Aterramento**

O barramento de aterramento serve para garantir a equipotencialização do sistema.

- **Chave de desconexão CC**

Tem como principal objetivo isolar os módulos do sistema, situação necessária para realizar qualquer tipo de manutenção no sistema.

### 3.4.1.2. Corrente alternada (CA)

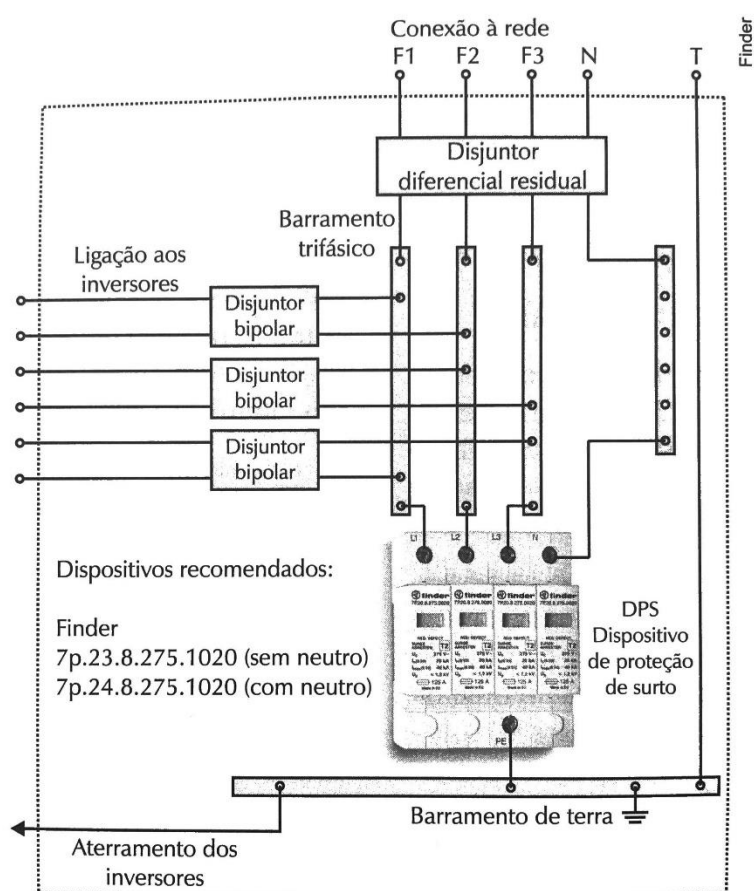


Figura 31: Quadro de proteção CA. Fonte: (Villalva, 2015).

Os componentes da proteção CA que estarão no quadro de proteção CA, são:

- **Disjuntor**

Tem como função proteger o sistema contra sobrecorrentes alternadas. Ao identificar uma corrente acima da sua capacidade, ele é acionado e, abrindo o circuito, mantém o sistema em segurança.

- **Dispositivo de proteção contra surtos CA (DPS)**

Possui a mesma função que o DPS CC.

- **Aterramento**

Mantém a equipotencialização do sistema. O barramento é o mesmo usado no lado CC.

### **3.4.1.3. Aterramento**

Segundo a ABNT NBR 5410:2004, que trata de aterramento em sistemas elétricos em baixa tensão, tudo que for de metal e estiver próximo de ao menos 3 metros da instalação, deverá ser conectado ao aterramento principal de modo a fornecer caminho preferencial para correntes de surto, falta ou fuga.

Deste modo, a carcaça dos módulos, a estrutura de fixação, o painel elétrico, e os inversores devem ser aterrados ao sistema de aterramento de uso centralizado, adequado a micro e mini geração, por um condutor de no mínimo 16 mm<sup>2</sup>.

### **3.4.2. Ponto de conexão**

Segundo a norma técnica da concessionária de energia CPFL, GED 15303, “A conexão física propriamente dita da unidade consumidora à rede da CPFL, seja em baixa tensão (BT – rede secundária) ou em média tensão (MT – rede primária), já se dá nas instalações do padrão de entrada junto ao muro da divisa da propriedade do consumidor (BT), atendendo os requisitos da Norma Técnica da CPFL n° 13 – Fornecimento em Tensão Secundária de Distribuição, ou na cabine primária (MT), em atenção aos requisitos do conjunto de documentos indicados na Norma Técnica da CPFL n° 2855 – Fornecimento em Tensão Primária 15 kV, 25 kV e 34,5 kV”.

Os detalhes do ponto de conexão em média e baixa tensão exigidos pela concessionária podem ser encontrados no Apêndice A.

### **3.5. Documentação necessária para aprovação de uma instalação fotovoltaica por parte da concessionária.**

Para obter a permissão para realizar a conexão de um sistema fotovoltaico é necessária a aprovação da concessionária que atua na região em que o sistema foi instalado.

Como citado anteriormente, a USP situa-se em São Carlos – SP, e a concessionária responsável é a Cia. Paulista de Força e Luz (CPFL Paulista).

A norma técnica responsável por apresentar e elucidar os requisitos para conexão à rede é a norma técnica GED – 15303, disponível no *website* da própria concessionária. Nesta estão descritos tanto as especificações requeridas da energia gerada, quanto a documentação necessária para aprovação.

Os documentos necessários resumem-se à:

- Anotação de responsabilidade técnica (ART);
- Diagramas uni e multifilar;
- Projeto elétrico;
- Memorial descritivo;
- Dados para registro da central geradora;
- Certificado de conformidade do inversor.

Toda essa documentação no caso da CPFL pode ser apresentada no link:

<https://projetosparticulares.cpf.com.br/Internet/PrimeiroAcesso/PrimeiroAcesso>.

Em caso de primeiro acesso será necessário cadastramento.

#### **3.5.1. Anotação de responsabilidade técnica (ART)**

A ART (Figura 32) é um documento elaborado pelo responsável técnico pelo projeto elétrico, no qual a CPFL Paulista se isenta de responsabilidades sobre o projeto ou sua construção, não respondendo assim, por danos causados a pessoas ou bens. A responsabilidade quanto à exatidão de credenciamentos e categorias profissionais indicadas e firmadas nas ARTs é do responsável técnico.



### **3.5.2. Diagramas uni e multifilares e projeto elétrico**

Os diagramas uni e multifilares (APÊNDICES C e D), assim como o projeto elétrico, devem contemplar a geração de energia elétrica, a carga, a proteção adotada, o inversor e o sistema de medição. É necessário disponibilizar as informações geográficas, localização do padrão de entrada de energia elétrica, e fornecer normas, padrões e procedimentos técnicos utilizados. Por fim, é requerida uma lista de materiais, catálogos dos componentes e dispositivos, certificados de procedência, registro de concessão de certificação do Instituto Nacional de Medidas, Qualidade e Tecnologia (INMETRO), relatórios de teste e ensaios, manuais de instalação, operação e manutenção.

### **3.5.3. Memorial descritivo**

O memorial descritivo integra as informações anteriores, como localização, tipo de fonte, potência ativa, tensão e corrente por módulo e quantidade de módulos, em um único documento. Para os casos em que se aplicar, deve-se especificar o(s) dispositivo(s) de conversão/inversão de frequência, controle de tensão e/ou corrente, filtragem de harmônicos, dispositivos de proteção e esquemas de proteção, medição, comunicação e segurança.

### **3.5.4. Dados para registro da central geradora**

Neste formulário é necessário fornecer dados tanto da unidade consumidora, como da unidade geradora, sendo estes:

#### ***3.5.4.1. Dados da unidade consumidora (UC)***

- Nome do titular;
- CNPJ ou CPF do titular;
- Classe (comercial, residencial, rural, industrial, etc);
- Grupo (A – alta tensão, B – baixa tensão);
- Tensão de conexão;
- Endereço;
- CEP;
- Município e unidade da federação;
- Telefone;

- E-mail.

#### **3.5.4.2. Dados da unidade geradora fotovoltaica**

- Quantidade total de módulos;
- Fabricante da maioria dos módulos;
- Área total ocupada pelo arranjo (m<sup>2</sup>);
- Quantidade total de inversores;
- Fabricante da maioria dos inversores;
- Potência de pico dos módulos (soma das potências individuais, kWp);
- Potência de pico dos inversores (soma das potências individuais, kWp);
- Data de conexão à rede de distribuição (dd/mm/aaaa).

#### **3.5.5. Certificado de conformidade do inversor**

Para esse item, também é aceito o número de concessão do INMETRO. Além disso, solicita-se que o certificado do fabricante do inversor deve expressar atendimento à normatização técnica da Associação Brasileira de Normas Técnicas (ABNT) (NBR 16149:2013 e NBR IEC 62116:2012).

### **3.6. Procedimento de adesão**

Em posse de toda a documentação descrita no item 3.2 pode-se dar início ao pedido de adesão à rede elétrica. O procedimento, ilustrado e descrito pela Tabela 5 consiste em 5 (cinco) passos: Solicitação de acesso, parecer de acesso, implantação da conexão, aprovação da conexão e contratos.

Após conclusão do procedimento, a UFV estará devidamente regulamentada e pronta para operação.

Tabela 5: Procedimento de solicitação de conexão à rede. Fonte: (CPFL)

ETAPA	AÇÃO	RESPONSÁVEL	PRAZO
1) Solicitação de Acesso	(a) formalização, com encaminhamento de documentação, dados e informações pertinentes, bem como estudos realizados	Acessante	—
	(b) recebimento da Solicitação de Acesso	CPFL	—
	(c) solução de pendências.	Acessante	—
2) Parecer de Acesso	(a) emissão do Parecer com as condições de acesso	CPFL	i) para microgerador sem obra na rede da CPFL, até 15 dias após ação 1(b) ou 1(c)
			ii) para microgerador com obra na rede da CPFL, até 30 dias após ação 1(b) ou 1(c)
			iii) para minigerador sem obra na rede da CPFL, até 30 dias após ação 1(b) ou 1(c)
			iv) para minigerador com obra na rede da CPFL, até 60 dias após ação 1(b) ou 1(c)
3) Implantar conexão	(a) solicitação de Vistoria	Acessante	até 120 dias após a ação 2(a)
	(b) execução de Vistoria	CPFL	até 7 dias após a ação 3(a)
	(c) entrega ao acessante do Relatório de Vistoria se houver pendências		até 5 dias após a ação 3(b)
4) Aprovar conexão	(a) adequação dos condicionantes do Relatório de Vistoria	Acessante	a cargo do Acessante
	(b) aprovação da conexão, adequação da medição e início da compensação de energia, liberando o acesso da micro ou minigeração para efetiva conexão	CPFL	até 7 dias após a ação 3(b), se não forem encontradas pendências
5) Contratos	(a) Relacionamento Operacional ou Acordo Operativo	Acessante e CPFL	Relacionamento Operacional até ação 2(a) e Acordo Operativo até ação 4(b)

## 4. METODOLOGIA

Os passos para realização de uma instalação fotovoltaica podem ser resumidos na Figura 33.

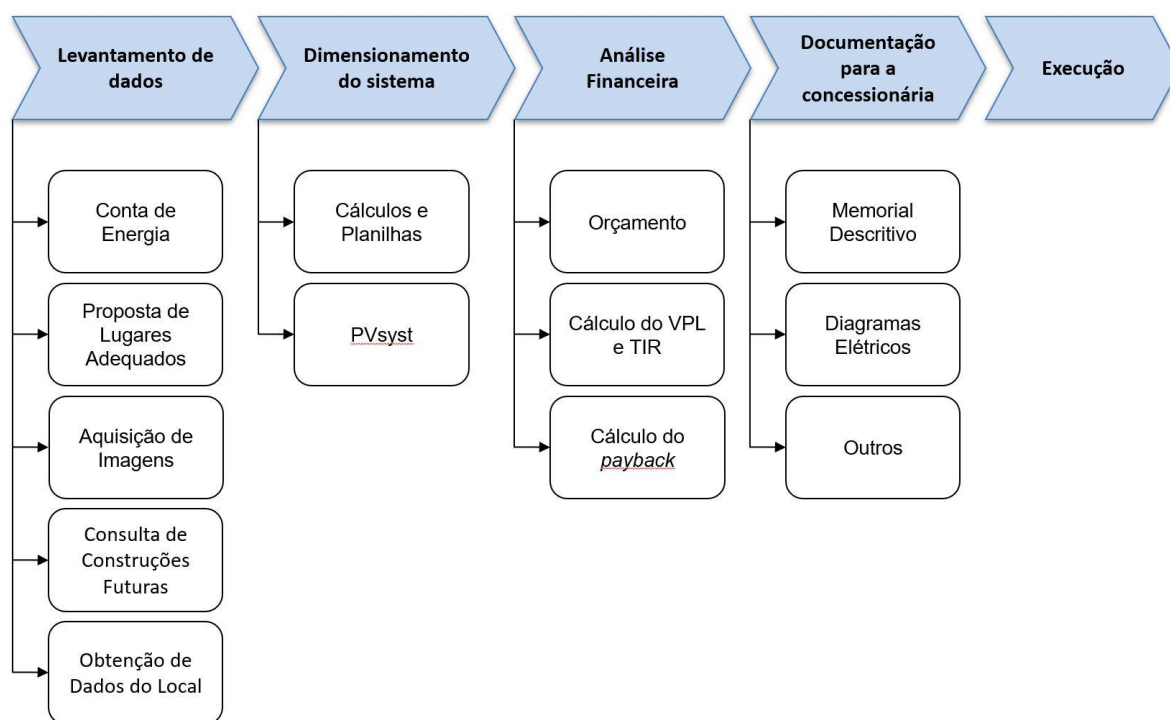


Figura 33: Diagrama de blocos metodologia

### 4.1. Levantamento de dados

O primeiro passo dado para a escolha do melhor local para se implantar um sistema fotovoltaico foi a análise de todas as áreas disponíveis da Área 2 da USP-SC através do *software* de mapas *Google Earth*. Com a ferramenta foi possível localizar os terrenos mais favoráveis e levantar alguns dados de cada um. Por exemplo suas áreas, ângulos azimutais e até mesmo o desnível dos terrenos. Após este levantamento preliminar de dados, cada terreno foi visitado e diversas fotos e vídeos usando *drones* foram feitas durante diferentes períodos do dia, a fim de estudar o comportamento das sombras causadas por construções e vegetações próximas a eles, sendo este um motivo para tornar o terreno impróprio para a instalação de um sistema fotovoltaico. Como já mostrado no capítulo anterior, sombras sobre os painéis fotovoltaicos prejudicam fortemente seu desempenho quanto à geração de energia

elétrica. Inicialmente cada integrante do grupo havia feito um mapeamento de possíveis lugares para a instalação fotovoltaica na USP. Além disso, em função da área foi calculado o possível potencial instalado. Baseado nesse estudo preliminar foi elaborado um projeto intitulado “MÉTODO PARA INSTALAÇÃO DE GERADORES FOTOVOLTAICOS APLICADO NA USP SÃO CARLOS” apresentado ao programa de bolsas unificado PUB e com o qual se obteve 4 bolsas (Processo PUB N°762). A proposta preliminar do projeto fotovoltaico na USP pode ser encontrada no Apêndice B. No caso da área 2 foram encontrados vários lugares viáveis para a implantação (rotatórias, áreas abertas, entre outras).

Contudo, mesmo de posse de todos os dados de cada terreno passível a instalação, um fator foi determinante para a exclusão de alguns: as futuras construções. Por se tratar de uma área nova, os projetos de construções dos futuros prédios ainda não foram 100% executados, tornando alguns terrenos impossíveis de serem usados para outros fins. Com isso, restaram poucos terrenos e alternativas tiveram que ser procuradas. Em reunião com a Engenheira Cilene Garcia, Chefe Técnica da Divisão do Espaço Físico da PUSP-SC, foi explicada a dificuldade na utilização de áreas que futuramente poderiam ser construídas, além das limitações ambientais dos terrenos. Uma proposta apresentada por ela foi a de utilizar estruturas para cobertura de estacionamento, já que a área 2 possui várias áreas já designadas para este fim.

Conclui-se então que, ao invés de usar um terreno aberto, deveria ser aproveitada uma construção que já estivesse pronta. Surgiu então a ideia de aproveitar a construção da cobertura do estacionamento do centro de convenções da Área 2 da USP-SC para a instalação do sistema fotovoltaico. Após a análise das áreas designadas para vagas de carros, concluiu-se que o centro de convenções seria a melhor opção, já que não sofre sombreamento por construções ou mesmo por árvores.

#### **4.2. Dimensionamento do sistema**

Decidido o local de instalação do sistema fotovoltaico e suas limitações físicas, bem como a quantidade que desejasse gerar, decidiu-se usar o programa *PVsyst*, que é bastante intuitivo e usado não só para fins de projeto, mas também direcionado a fins educacionais, para dimensionar o sistema de acordo com os fatores limitantes

característicos, e além disso, obter a estimativa de geração levando em consideração as perdas previamente mencionadas.

O *software* conta com base de dados de incidência solar de várias regiões, além de vários modelos de painéis e inversores, permite a escolha de vários parâmetros do projeto, tal como orientação azimutal e inclinação, mostrando o ponto ótimo para a região escolhida. Também leva em consideração vários tipos de perdas, como perdas ôhmicas, por sombreamento, por decaimento de eficiência através dos anos, e permite escolher como e quanto isso afetará a simulação, além de que é possível gerar um relatório final contendo dados econômicos de investimento e retorno de investimento, além da descrição do sistema e perdas detalhadas.

Escolhido o tipo de projeto no programa, no caso, conectado à rede, e com os dados de localização geográfica em mãos (latitude e longitude), importaram-se os dados de incidência solar da região através do banco de dados contido no mesmo, e após a determinação da orientação azimutal e inclinação em que os painéis serão instalados, foi dimensionado o sistema de acordo com os componentes escolhidos e a área disponível. Ressaltando que houve necessidade de inserção de modelos de inversores não pré-existentes no banco de dados tomando como base o *datasheet* dos respectivos componentes escolhidos.

Com o sistema dimensionado já é possível ter acesso à capacidade nominal de geração do sistema, e o próximo passo executado é a inclusão das perdas exceto, pela perda por sombreamento, a qual foi calculada através de uma simulação em três dimensões construída dentro do próprio programa, que, apesar de ser opcional, foi tida como importante devido à relativa proximidade com construções, para assegurar que não haveria inviabilidade do projeto devido à mesma.

Uma vez dimensionado o sistema e calculada a geração com as perdas em consideração, é possível analisar a geração estimada gerada pelo relatório do programa, dando então continuidade ao projeto em posse destes dados.

### **4.3. Análise financeira**

Uma vez feito o dimensionamento da distribuição dos painéis fotovoltaicos e inversores no lugar selecionado, foi feita uma análise financeira que consiste em determinar o custo do projeto preliminar através de pesquisas de fornecedores de

equipamentos solar fotovoltaicos (painel, inversor, dispositivos de proteção, estrutura, etc).

Além do custo do projeto devem ser também calculados os índices de desempenho mencionados na seção 2.7, VPL, TMR, TIR e *payback*, para avaliar o projeto.

Destaca-se também que após consultar os fornecedores foi necessário adaptar alguns equipamentos no *software PVsyst* que não estavam na biblioteca do *software*, mas que eram presentes no mercado, como foi o caso dos inversores.

Os cálculos do *payback*, foram realizados em folha de dados Excel para o projeto em questão.

#### **4.4. Documentos para aprovação da concessionária**

Uma vez terminado o dimensionamento e a análise financeira, o passo seguinte é a obtenção dos documentos necessários para a aprovação do projeto junto à concessionária, conforme comentado na seção 2.5.

Dentre os documentos mais importantes estão os diagramas unifilar e multifilar, presentes nos Apêndices C e D.

#### **4.5. Execução**

A fase final é a efetiva execução do projeto. Ao final deste projeto e daquele submetido ao PUB, tem-se por objetivo a apresentação de uma proposta formal ao conselho gestor da USP – Campus São Carlos sobre os resultados destes projetos para uma possível implementação no futuro.

## 5. RESULTADOS

### 5.1. Local

O local escolhido, após analisar as possíveis áreas de instalação e a proximidade com pontos de conexão, levando em consideração objetos próximos que poderiam vir a causar sombreamento e conseqüente inviabilização do local, e também construções futuras já planejadas para locais que por enquanto se encontram livres, foi o estacionamento do centro de convenções da Área 2 da USP – São Carlos.

Chegou-se a esta conclusão pois a construção mais próxima está localizada ao sul do estacionamento, há ponto para conexão com a rede elétrica próximo, e como é uma área já construída e com uma finalidade, o projeto apenas agregaria valor econômico a uma área que não poderia ser utilizada para outra finalidade.



Figura 34: Local de instalação dos painéis. (Fonte: Google Earth)

Este local se encontra nas seguintes coordenadas geográficas:

**22° 0'20.31"S, 47°55'51.37"O**

O estacionamento conta com 231 vagas, cada vaga medindo 2,55x4,65m<sup>2</sup>, totalizando 2739m<sup>2</sup> de área a serem cobertas, porém, nada impede que a estrutura proposta cubra uma área um pouco maior que a delimitada pelas vagas, desde que não atrapalhe a via de locomoção dos veículos dentro do próprio estacionamento.

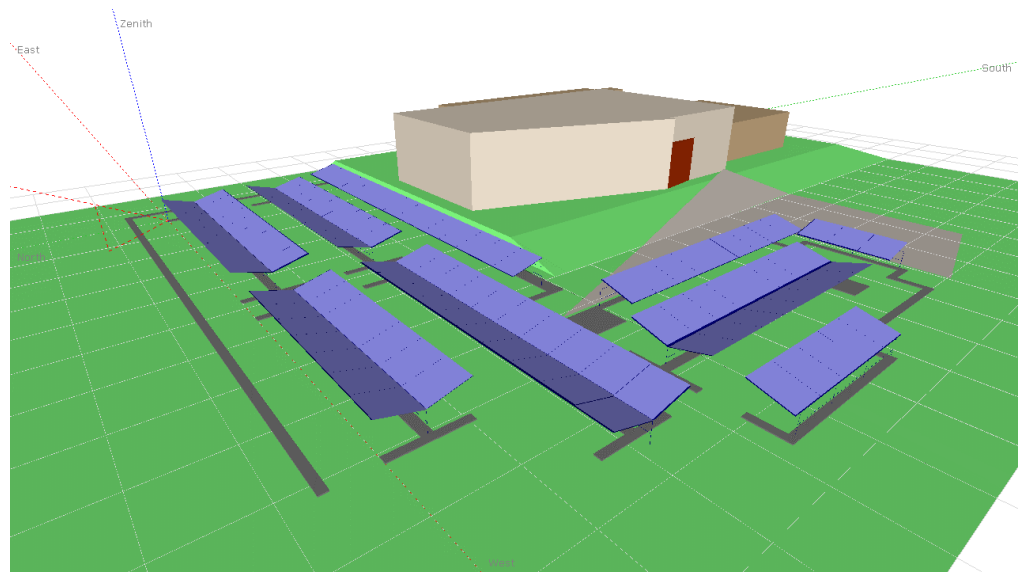


Figura 35: Simulação do projeto no PVsyst. Fonte: (PVsyst)

## 5.2. Dados de incidência de luz solar

Tomando como base para o projeto os dados contidos na base de dados do programa *PVsyst* para irradiação solar no local desejado, têm-se os seguintes valores para irradiação global e difusa:

Tabela 6: Dados de irradiação do PVsyst

<b>Mês</b>	<b>Irradiação Global (kWh/m<sup>2</sup>.dia)</b>	<b>Irradiação Difusa (kWh/m<sup>2</sup>.dia)</b>
Janeiro	4,51	2,53
Fevereiro	4,99	2,60
Março	4,05	2,45
Abril	3,60	1,86
Maio	3,19	1,52
Junho	2,95	1,38
Julho	3,21	1,52
Agosto	3,72	1,98
Setembro	3,74	2,45
Outubro	4,03	2,25

Novembro	4,99	2,58
Dezembro	4,54	2,96

Comparando estas informações com um banco de dados nacional, o *SunData*, que além da irradiação no plano horizontal, mostra também as inclinações que garantem maior mínimo mensal, maior média anual e o caso em que o ângulo é igual a latitude. Pode-se ver que as informações são bastante similares, sendo que o banco de dados do programa apresenta informação adicional, distinguindo a radiação difusa da direta. Abaixo, dados do *SunData* e gráfico referente aos dados:

Tabela 7: Dados de irradiação do SunData

#	Ângulo	Inclinação	Irradiação solar diária média mensal [kWh/m <sup>2</sup> .dia]												Média	Delta
			Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez		
<input checked="" type="checkbox"/>	Plano Horizontal	0° N	5,53	5,78	5,11	4,88	3,93	3,71	3,85	4,80	4,92	5,51	5,70	6,00	4,96	2,29
<input checked="" type="checkbox"/>	Ângulo igual a latitude	22° N	5,02	5,51	5,25	5,29	4,83	4,79	4,87	5,67	5,23	5,38	5,23	5,35	5,20	,88
<input checked="" type="checkbox"/>	Maior média anual	21° N	5,05	5,54	5,25	5,27	4,80	4,75	4,84	5,65	5,23	5,40	5,26	5,39	5,20	,90
<input checked="" type="checkbox"/>	Maior mínimo mensal	25° N	4,91	5,43	5,22	5,33	4,91	4,90	4,97	5,74	5,23	5,32	5,13	5,22	5,19	,85

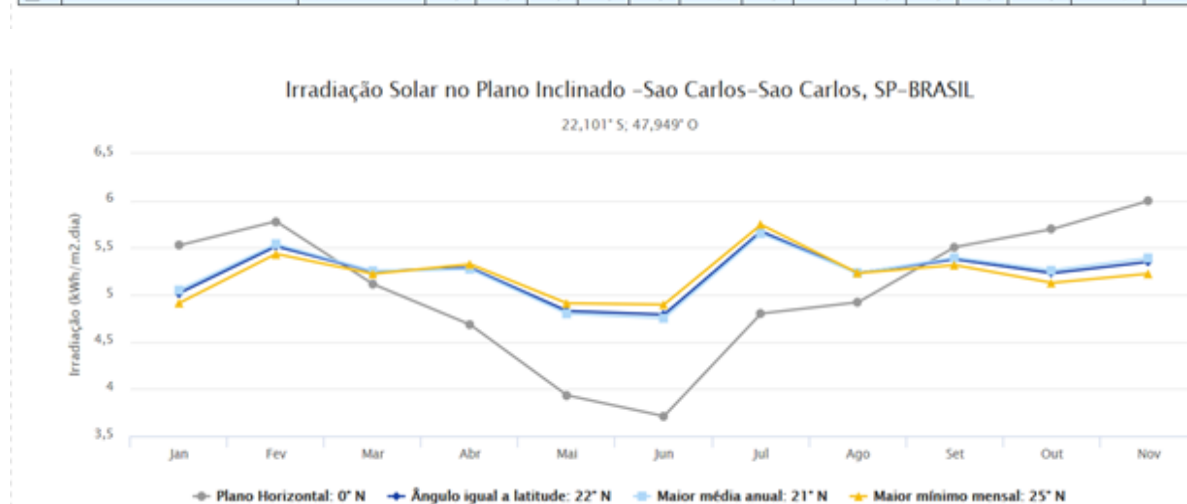


Figura 36: Gráfico de Irradiação do SunData. Fonte: SunData

Com estes valores é possível estimar a produção com bastante exatidão. Entretanto, para período curtos, principalmente os menores de um dia, a aleatoriedade do movimento das nuvens pode resultar em variações repentinas de produção. Já a média de longo prazo, que depende em grande parte da irradiação global, varia pouco anualmente, e é notavelmente mais estável que outras fontes como eólica e hidrelétrica.

### 5.3. Dimensionamento

Esta seção diz respeito aos critérios utilizados para dimensionar a capacidade do sistema fotovoltaico e a escolha dos componentes principais. O local proposto se trata de um estacionamento com 231 vagas, cada uma com dimensão de 2,55 metros de largura 4,65 metros de comprimento. Devido à disposição das vagas foi selecionado um *kit* para coberturas de estacionamentos vendido pelo Portal Solar ([www.portalsolar.com.br](http://www.portalsolar.com.br) Acesso: 06 de mai. 2018). O *kit* é vendido em diferentes tamanhos, podendo ser para 2, 4, 6, 8, 10 ou 20 vagas, tendo como elemento comum o modelo do painel e a marca dos inversores.

Para esta quantidade de vagas, o número necessário de *kits* está indicado na tabela abaixo (Tabela 8), classificando-os de acordo com a quantidade de vagas que ele é capaz de cobrir, a quantidade de painéis contida em cada *kit* e sua potência nominal. A escolha da quantidade de *kits* se deu observando a disposição das vagas, então onde por exemplo há 18 vagas lado a lado, foi necessário um *kit* para 10 vagas e um para 8 vagas, um ao lado do outro, e este critério foi utilizado para todas as vagas. Como é possível observar na Tabela 8, não foi necessário nenhum *kit* de 2 vagas.

Tabela 8: Quantidade de kits

Nº vagas por <i>kit</i>	Quantidade necessária	Potência nominal por <i>kit</i> (kWp)	Quantidade de painéis por <i>kit</i>
4 vagas	2	9,90	30
6 vagas	3	14,85	45
8 vagas	5	19,80	60
10 vagas	11	24,75	75
20 vagas	3	49,50	150
<b>Total</b>		584,10	1770

## 5.4. Componentes do sistema

### 5.4.1. Painel solar

As informações sobre os painéis foram retiradas do *datasheet* do mesmo disponível no *site* do Portal Solar (Anexo E).

- Modelo: GCL-P6/72H 330;
- Dimensões: 1956x992x40mm;
- Potência Nominal: 0.33 kWp;
- Fabricante: GCL.

A GCL é um dos grandes fabricantes mundiais de painéis fotovoltaicos de silício cristalino. O painel solar da GCL passa por um controle de qualidade que garante diversas certificações: ISO9001: 2008, ISO 14001: 2004, OHSAS: 18001 2007 e INMETRO. Além disso, passam por ensaios específicos como o de névoa de sal, corrosão por amônia e sopro de areia: IEC 61701, IEC 62716, DIN EN 60068-2- 68 (Fonte: Portal Solar).

A cada conjunto de duas vagas lado a lado deverão ser utilizados 15 painéis dispostos em 3 fileiras e 5 colunas, tal como representado na Figura 38, para cobrir duas vagas lado a lado. Quanto à orientação dos painéis, deverão acompanhar as vagas, de modo que haverá 4 orientações, sendo estas 40°, 130°, 220° e 310°. No total, há:

- 795 painéis com orientação 40°;
- 120 painéis com orientação 130°;
- 525 painéis com orientação 220°;
- 330 painéis com orientação 310°.

Quanto à inclinação dos mesmos, ficarão restritas às limitações físicas da estrutura do *kit*, buscando alcançar boa otimização da geração, bem como garantir que não haja acúmulo de resíduos, como sujeira e folhas, e também mantendo boa aparência estética do projeto, sendo utilizados então 15° de inclinação para todos os painéis em todas as orientações.

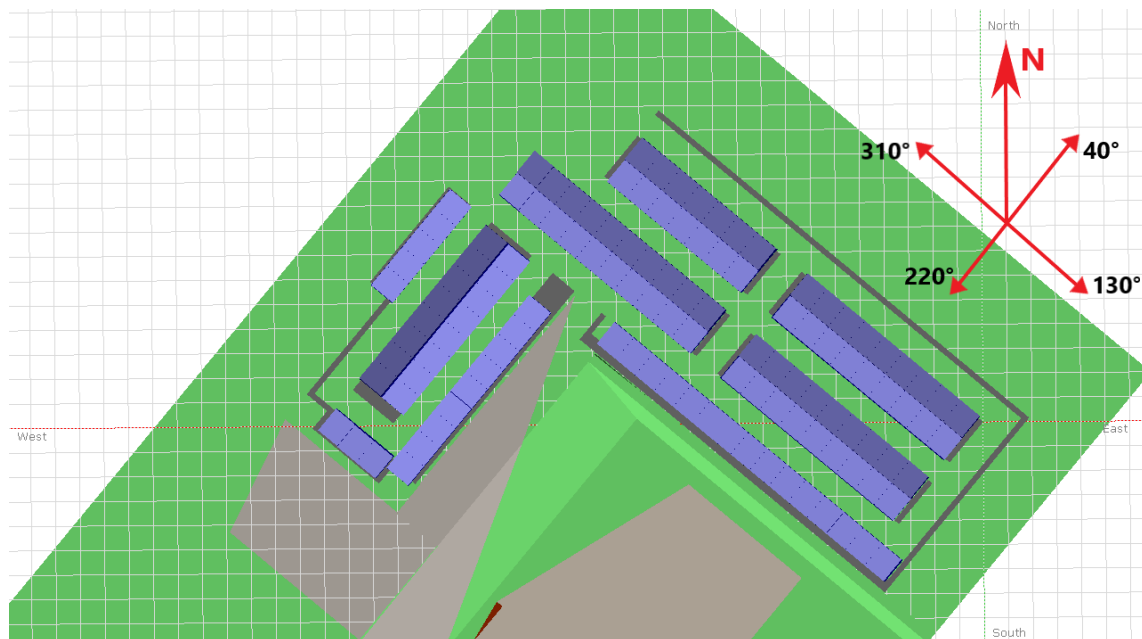


Figura 37: Orientação dos módulos. Fonte: (PVsyst)

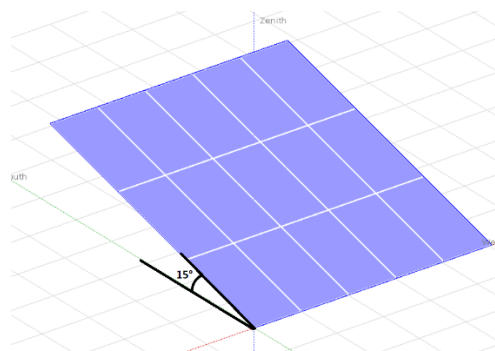


Figura 38: Disposição dos módulos na estrutura. Fonte: (PVsyst)

#### 5.4.2. Inversor

Os inversores presentes em cada *kit* foram previamente dimensionados de maneira que sejam adequados à quantidade de módulos e potência nominal de cada um deles. Todos são da fabricante WEG. A quantidade de cada inversor presente em cada *kit* está descrito na Tabela 9, onde é possível observar que apenas o *kit* de 4 vagas tem mais de 1 inversor, e estão dispostos de acordo com a Figura 39, com a numeração que cada um recebeu em seu respectivo diagrama elétrico (APÊNDICE D).

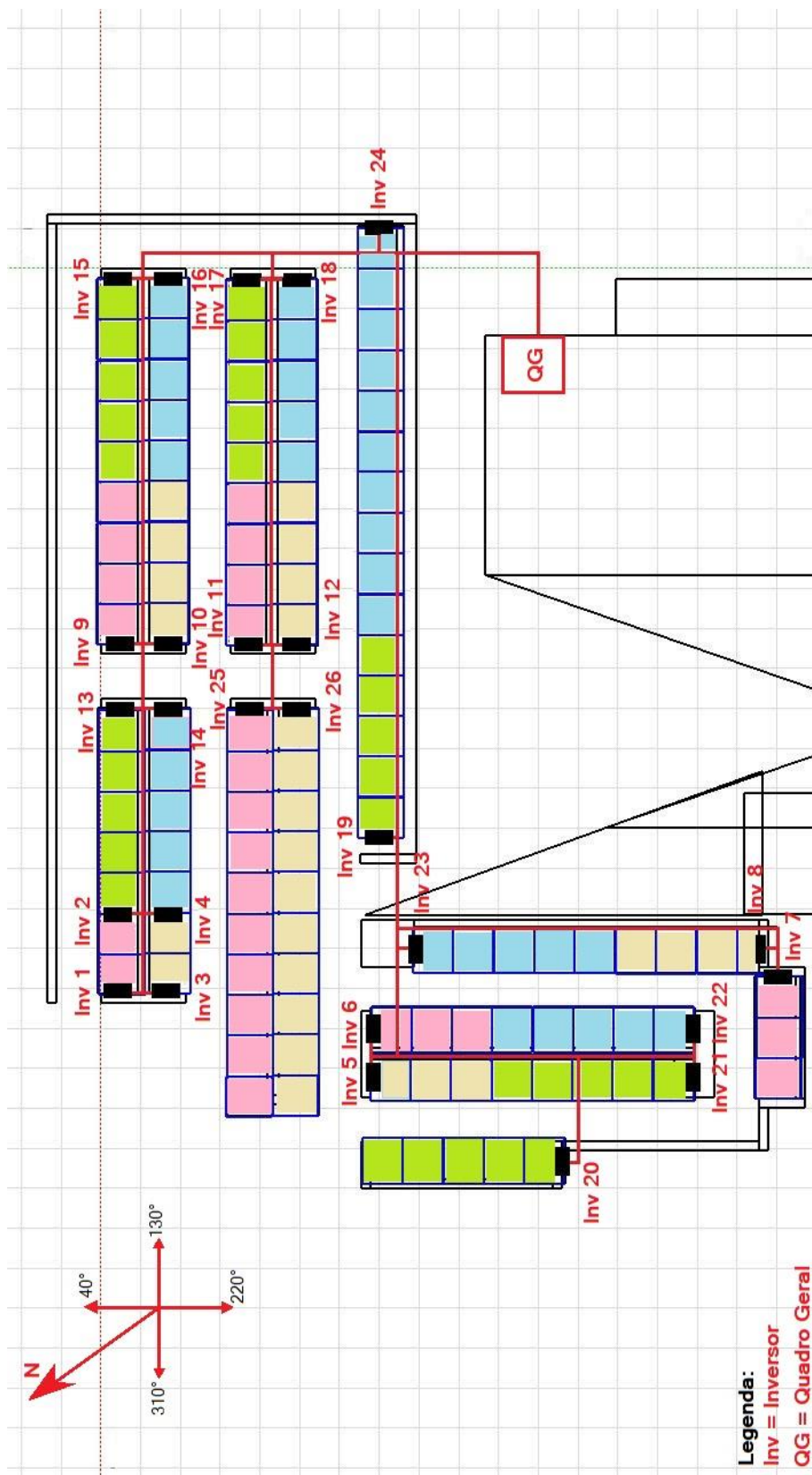


Figura 39: Sugestão de posicionamento dos inversores

Tabela 9: Inversores contidos em cada kit

Nº Vagas por kit	Modelo do Inversor	Quantidade de Inversores por kit	Potência nominal do inversor (kW)	Potência nominal do kit (kWp)	Identificação na Figura 39
4 vagas	SIW300 M050	2	4,6	9,90	1 a 4
6 vagas	SIW500 ST015	1	15	14,85	5 a 7
8 vagas	SIW500H ST022	1	20	19,80	8 a 12
10 vagas	SIW500H ST022	1	20	24,75	13 a 23
20 vagas	SIW500H ST040	1	40	49,50	24 a 26

É sugerido que os inversores estejam numa faixa potência de 80 a 120 por cento da potência nominal do sistema para que haja um funcionamento adequado dos mesmos, minimizando perdas principalmente por sobrecarga do mesmo. Todos os inversores contidos nos kits respeitam tal afirmação, como é possível observar através de suas especificações:

**Modelo SIW300 M050 (Anexo F):**

- Fabricante: WEG;
- Potência: 4600 W;
- Faixa de Tensão do MPPT: 175-500 V;
- Corrente Máxima de Saída: 22 A;
- Eficiência Máxima: 97%;
- Número de MPPTs / Corrente Máxima por MPPT: 2 / 15 A.

**Modelo SIW500 ST015 (Anexo G):**

- Fabricante: WEG;
- Potência: 15000 W;
- Faixa de Tensão do MPPT: 360-800 V;

- Corrente Máxima de Saída: 24 A;
- Eficiência Máxima: 98.2%;
- Número de MPPTs / Corrente Máxima por MPPT: 2 / 12.5 A.

**Modelo SIW500H ST022 (Anexo H):**

- Fabricante: WEG;
- Potência: 20000 W;
- Faixa de Tensão do MPPT: 480-800 V;
- Corrente Máxima de Saída: 33.4 A;
- Eficiência Máxima: 98.6%;
- Número de MPPTs / Corrente Máxima por MPPT: 3 / 18 A.

**Modelo SIW500H ST040 (Anexo I):**

- Fabricante: WEG;
- Potência: 40000 W;
- Faixa de Tensão do MPPT: 480-850 V;
- Corrente Máxima: 48.2 A;
- Eficiência Máxima: 98.8%;
- Número de MPPTs / Corrente Máxima por MPPT: 4 / 22 A

**5.4.3. Cabeamento**

Os cabos especificados e presentes em cada *kit* são cabos Solarmax de 6 mm<sup>2</sup> nas cores preto e vermelho, ambos atendendo a padrões e normas requeridas para projetos fotovoltaicos, apresentando proteção UV e outras características importantes para este tipo de projeto (Anexo J):

- Modelo: Condumax Solarmax Flex SN 6 mm<sup>2</sup>;
- Fabricante: Condumax;
- Tensão de Trabalho: AC 0.6/1kV, DC 1.1/1.8kV;

- Temperatura Ambiente: -40°C a 90°C;
- Expectativa de vida útil: 25 anos.

É importante notar que a vida útil do cabo é de 25 anos, fato este de extrema importância pois coincide com a vida útil de grande parte dos demais componentes do sistema. No total estão presentes 5350 metros de cabo deste tipo somando o material de todos *kits*, sendo metade da cor preto, e a outra metade de cor vermelha. A tabela 7 apresenta a quantidade de cabeamento presente nos *kits*:

Tabela 10: Quantidade de cabeamento CA

<b>Kit por número de vagas</b>	<b>Quantidade de cabo Solarmax 6 mm<sup>2</sup> PT (preto) [m]</b>	<b>Quantidade de cabo Solarmax 6 mm<sup>2</sup> VM (vermelho) [m]</b>
2 vagas	25	25
4 vagas	50	50
6 vagas	75	75
8 vagas	75	75
10 vagas	125	125
20 vagas	200	200
<b>Total</b>	<b>2675</b>	<b>2675</b>

#### 5.4.4. Conectores

No total serão utilizados 133 conectores do tipo Multi-Contact MC4 6 mm<sup>2</sup>, que estão presentes nos *kits* (Anexo K).

- Modelo: MC4 6 mm<sup>2</sup>;
- Fabricante: Multi-Contact;
- Tensão Nominal: 1000 V DC;
- Corrente Nominal: 30 A.

#### **5.4.5. Proteção**

##### **5.4.5.1. Dispositivo de Proteção Contra Surtos (Lado de corrente alternada CA)**

Todos os *kits* fornecem o mesmo dispositivo de proteção contra surtos para proteger o inversor pelo lado da rede, sendo este um DPS de modelo SPW da WEG (Anexo L). No total haverá 91 dispositivos deste modelo disponíveis considerando a quantidade total que vem incluso em todos os *kits* juntos.

- Modelo: DPS CA SPW275-20;
- Fabricante: WEG;
- Classe: II;
- Tensão máxima de trabalho: 275 V;
- Corrente máxima de descarga: 20 kA.

##### **5.4.5.2. Dispositivo de Proteção Contra Surtos (Lado de corrente contínua CC)**

Para a proteção dos inversores pelo lado dos painéis será necessária a utilização de um dispositivo DPS voltado para sistemas fotovoltaicos, com especificação de tensão alta, da ordem 1kV. Foi escolhido um DPS tripolar de corrente de descarga de 40kA, e de 1000V, valor de tensão maior que o de cada *string* do projeto, e cujas características se encontram no Anexo M seguindo o critério mostrado na Figura 40, que está contido no guia de proteção de sistemas fotovoltaicos da *Clamper*.

Serão necessários 74 equipamentos deste tipo, uma vez que esta é a quantidade de entradas MPPTs somando as contidas em todos os inversores do projeto:

- Modelo: CLAMPER Solar 1000V 40KA
- Fabricante: Clamper;
- Tensão máxima de operação contínua: 1000 V;
- Corrente máxima de descarga: 40 kA.

Item	Modelo	Classe	Máxima tensão de operação contínua $U_{CPV}$	Corrente de descarga máxima $I_{máx}$ @8/20 $\mu$ s	Corrente de descarga total $I_{total}$ @8/20 $\mu$ s	Corrente de descarga nominal $I_n$ @8/20 $\mu$ s	Nível de proteção $U_p$ L+/Pe L-/Pe
1 e 4	CLAMPER Solar 150V 40kA	II	150 Vcc	20 kA	40 kA	10 kA	0,4 kV
	CLAMPER Solar 300V 40kA	II	300 Vcc	20 kA	40 kA	10 kA	0,8 kV
	CLAMPER Solar 600V 40kA	II	600 Vcc	20 kA	40 kA	10 kA	1,2 kV
	CLAMPER Solar 1000V 40kA	II	1000 Vcc	20 kA	40 kA	10 kA	2,5 kV
2	VCL SP 275V 20kA	II	275 Vca	20 kA	-	10 kA	1,2 kV
3	VCL 275V 12,5/60kA	I/II	275 Vca	60 kA	-	30 kA	1,3 kV
<p><i>Nota: Os modelos indicados para aplicação em corrente contínua possuem 3 módulos integrados, preparados para conexão tipo estrela, conforme detalhado em "Sistemas com os dois pólos não aterrados" (pág. 16)</i></p>							

Figura 40: Modelos e especificações de DPS indicados para proteção no caso de módulos fotovoltaicos não conectados ao sistema de proteção de descargas atmosféricas. Fonte: CLAMPER.

#### 5.4.5.3. Fusíveis

Para a proteção de cada *string* do sistema de maneira individual, foram utilizados fusíveis de uma categoria classificada como gPV, específica para aplicação em sistemas fotovoltaicos, que suportem a tensão e corrente de operação de cada *string* e que não são inclusos no *kit*. A tensão e corrente suportada de 1000V e 25A é suficiente para operação nominal em qualquer *string* uma vez que estas apresentam tensão e corrente de operação nominal menor que estes valores, para qualquer inversor, além de apresentar corrente de descarga menor que a de todos os inversores, de modo a protegê-los. Suas especificações são as seguintes (Anexo N).

- Modelo do fusível: FEEO FDS-32 10x38 25A 1000VDC Fuse Link;
- Modelo do porta fusível: FEEO FDS-32 10X38 DC Fuse Holder;
- Dimensões do fusível: 10 mm x 38 mm;
- Corrente máxima de descarga: 33 kA.

#### 5.4.5.4. Disjuntores

Cada *kit* vem com um disjuntor próprio e o modelo do equipamento presente em cada *kit* é tal qual mostrado na tabela a seguir. Sua principal característica, comum a

todos os modelos, é que o disparo instantâneo ocorre para correntes entre 3 e 5 vezes a nominal (Anexo O):

Tabela 11: Disjuntores

<b>Kit</b>	<b>Modelo do disjuntor</b>	<b>Corrente Nominal</b>
4 Vagas	MDW-B32-2 Bip.	32 A
6 Vagas	MDWH-B32-3	32 A
8 Vagas	MDWH-B40-3	40 A
10 Vagas	MDWH-B40-3	40 A
20 Vagas	MDW-B70-3	70 A

#### 5.4.5.5. Aterramento

O cabo escolhido para desempenhar esta função, de acordo com a NBR 5410, que diz que todos os componentes metálicos, tal como a estrutura de fixação, e os inversores, devem estar aterrados por um cabo de no mínimo 16 mm<sup>2</sup>, foi o Cabo Flexível 16 mm<sup>2</sup> Preto 750V da fabricante Megatron, sendo estimado uso de cerca de 200 metros para que todas as estruturas de fixação sejam alcançadas, além dos inversores.

#### 5.4.6. Estrutura de fixação

Os kits contêm cada um, uma estrutura de fixação Thesan Solar Parking para o tamanho específico de cada kit quanto ao número de vagas. A estrutura é modular e de fácil montagem, usando suporte semelhante ao utilizado em telhados de barro ou de fibrocimento (Anexo P). A estrutura está apresentada na figura 43:



Figura 41: Estrutura de fixação presente nos kits. (Fonte: Portal Solar)

## 5.5. Estimativa de Geração

A potência nominal dos 1770 painéis é de 584 kWp, e a potência nominal dos 26 inversores é de 503 kWp, seguindo a sugestão de que deve estar no máximo 20% abaixo da potência dos painéis, de modo que não haja perdas por sobrecarga dos inversores. Na figura a seguir é possível observar a energia produzida mês a mês para o primeiro ano, sendo a parte azul as perdas que ocorrem antes da conversão de energia em forma de radiação para energia elétrica, a parte em verde representa as perdas elétricas do sistema, e a parte vermelha o que realmente é injetado na rede. Fica visível a diminuição de produção devido a menor irradiação durante os meses do inverno.

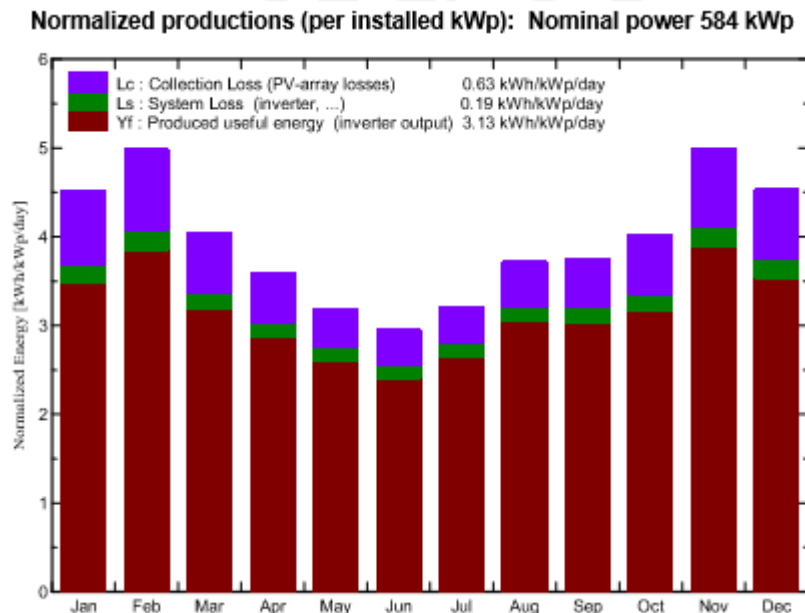


Figura 42: Estimativa de produção de energia para o primeiro ano. Fonte: PVsyst

Na figura a seguir está representado a eficiência do sistema mês a mês para o primeiro ano, sendo possível observar que devido as temperaturas menores no inverno, a eficiência nos meses de junho, julho e agosto se encontram acima de 80% enquanto para os meses mais quentes se encontra abaixo de 80%.

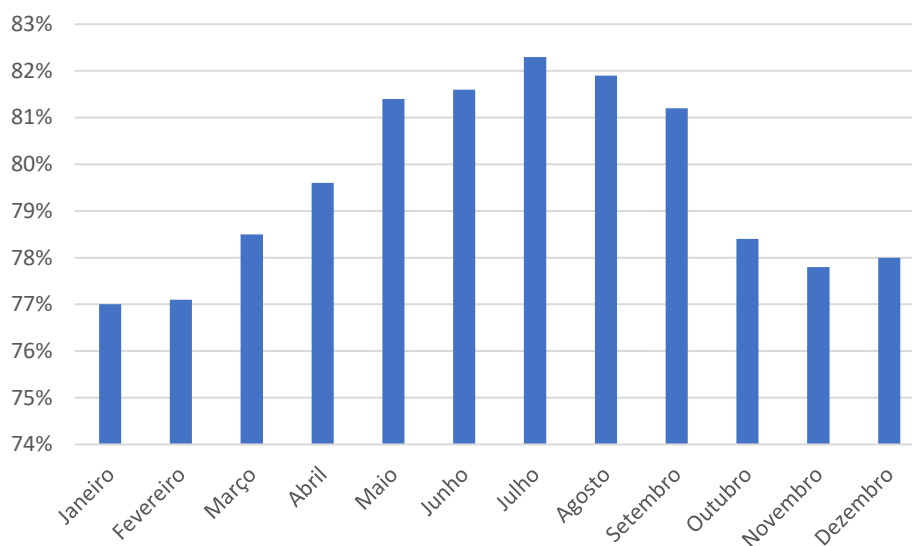


Figura 43: Estimativa de eficiência do sistema para o primeiro ano.

Na Tabela 12 estão indicados os valores de geração injetada na rede e eficiência referentes aos meses do primeiro ano, e na última linha o valor correspondente ao ano todo.

Tabela 12: Geração de energia ao longo do primeiro ano, performance e principais resultados.

	Irradiância Global Horizontal (kWh/m <sup>2</sup> )	Irradiância Difusa Horizontal (kWh/m <sup>2</sup> )	Temperatura Ambiente Média (°C)	Energia Efetiva na saída da string (MWh)	Energia Injetada na Rede (MWh)	Eficiência (%)
Janeiro	139,8	78,43	22,57	66,81	62,91	77,0
Fevereiro	139,7	72,75	22,84	66,62	62,92	77,1
Março	125,7	75,77	22,62	61,07	57,64	78,5
Abril	107,9	55,76	21,02	53,21	50,17	79,6
Maio	98,8	47,25	18,14	49,84	47,02	81,4
Junho	88,5	41,34	17,37	44,78	42,16	81,6
Julho	99,6	46,99	16,55	50,65	47,86	82,3
Agosto	115,2	61,5	17,99	58,13	55,11	81,9
Setembro	112,2	73,52	18,15	56,29	53,22	81,2
Outubro	124,8	69,79	20,5	60,74	57,13	78,4
Novembro	149,7	77,25	20,62	72,02	68,03	77,8
Dezembro	140,6	91,82	21,84	67,84	64,03	78,0
<b>Total</b>	<b>1442,5</b>	<b>792,17</b>	<b>20,02</b>	<b>708</b>	<b>668,2</b>	<b>79,6</b>

Para as perdas por sombreamento, foi feita uma simulação no *PVsyst* utilizando a cena desenhada na Figura 35, que resultou em perdas de 1.3% que serão contabilizadas na simulação. A energia gerada ao longo do primeiro ano é estimada em 668 MWh (aproximadamente 26% do consumo da área 2 da USP-SC).

No diagrama abaixo, a parte superior da seta se refere as perdas que ocorrem antes da conversão da energia em forma de radiação em energia elétrica, e parte de baixo se refere as perdas elétricas. Valores de perdas por acumulo de sujeira (*Soiling loss factor*), e perdas por temperatura (*PV loss due to temperature*) foram considerados como os valores padrão do *software* de simulação.

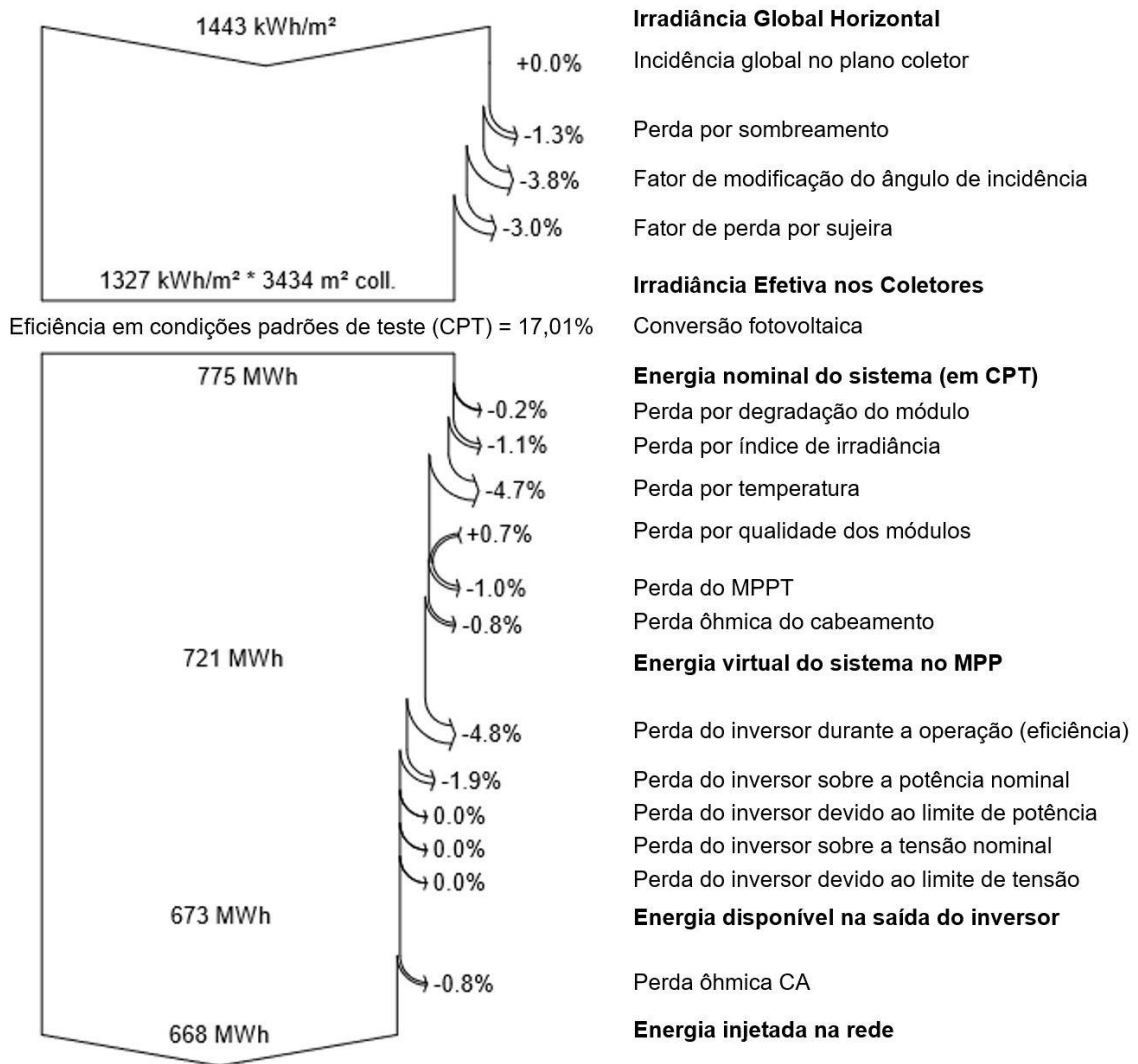


Figura 44: Diagrama de perdas obtidos do PVsyst.

Considerando uma degradação de eficiência de 0.5% ao ano, valor este dado pelo *software* com valor base padrão, foi calculada a geração ao longo de 25 anos, vida útil estimada para o projeto.

A seguir, na Tabela 13, temos o comportamento do consumo da Área 2 da USP-SC. Onde foi analisado o consumo de ponta e fora ponta da unidade consumidora, e o valor pago em média por essa energia neste período de tempo, que

foi de 466,99 R\$/MWh. E com um consumo em um período de 11 meses de 2,33 GWh.

Tabela 13: Consumo Área 2 USP-SC.

Mês	Tarifa	Consumo de Ponta Reg.	Consumo F. Ponta Reg.	Consumo Total Fat.	Total R\$	R\$/MWh	Reativos	Demanda	Atrasos	Total Multas	Dem. Ponta Reg.	Dem. Ponta Contr.	Dem. F. Ponta Reg.	Dem. F. Ponta Contr.
jul/16	THS Verde	19.892	186.057	205.949	93.806,19	455,48	380,94	2.822,28	-	3.203,22	-	-	414,00	240,00
ago/16	THS Verde	19.781	172.503	192.284	88.621,29	460,89	302,15	2.692,52	-	2.994,67	-	-	406,00	240,00
set/16	THS Verde	18.866	174.848	193.714	91.430,20	471,99	285,83	4.444,28	-	4.730,11	-	-	514,00	240,00
out/16	THS Verde	19.057	194.305	213.362	100.010,55	468,74	263,55	5.433,70	-	5.697,25	-	-	575,00	240,00
nov/16	THS Verde	18.673	199.780	218.453	105.161,00	481,39	202,42	7.915,36	-	8.117,78	-	-	728,00	240,00
dez/16	THS Verde	18.865	211.952	230.817	110.424,10	478,41	347,51	6.163,60	-	6.511,11	-	-	620,00	240,00
jan/17	THS Verde	17.298	169.942	187.240	90.781,67	484,84	630,36	5.677,00	-	6.307,36	-	-	590,00	240,00
fev/17	THS Verde	17.675	176.125	193.800	91.967,44	474,55	490,70	5.531,02	-	6.021,72	-	-	581,00	240,00
mar/17	THS Verde	18.884	196.817	215.701	101.489,58	470,51	415,98	5.677,00	-	6.092,98	-	-	590,00	240,00
abr/17	THS Verde	20.700	223.264	243.964	118.008,16	483,71	336,40	7.136,80	-	7.473,20	-	-	680,00	240,00
mai/17	THS Verde	20.172	212.437	232.609	95.394,23	410,11	225,12	8.009,51	-	8.234,63	-	-	615,00	240,00
<b>Total</b>		<b>209.863</b>	<b>2.118.030</b>	<b>2.327.893</b>	<b>1.087.094,41</b>	<b>466,99</b>	<b>3.880,96</b>	<b>61.503,07</b>	<b>0,00</b>	<b>65.384,03</b>				

E na Figura 45 é comparado o consumo anual da área 2 da USP-SC com a projeção da geração do sistema. Como os dados da Tabela 13 são de apenas 11 meses, foi estimado um valor a fim de se completar um período de 12 meses, com valor de 2,55 GWh aproximadamente. Apontando que foi realizada uma simplificação, em que o consumo da Área 2 se mantivesse constante durante os 25 anos. E de fato esse consumo tende a crescer devido à expansão de construções no local.

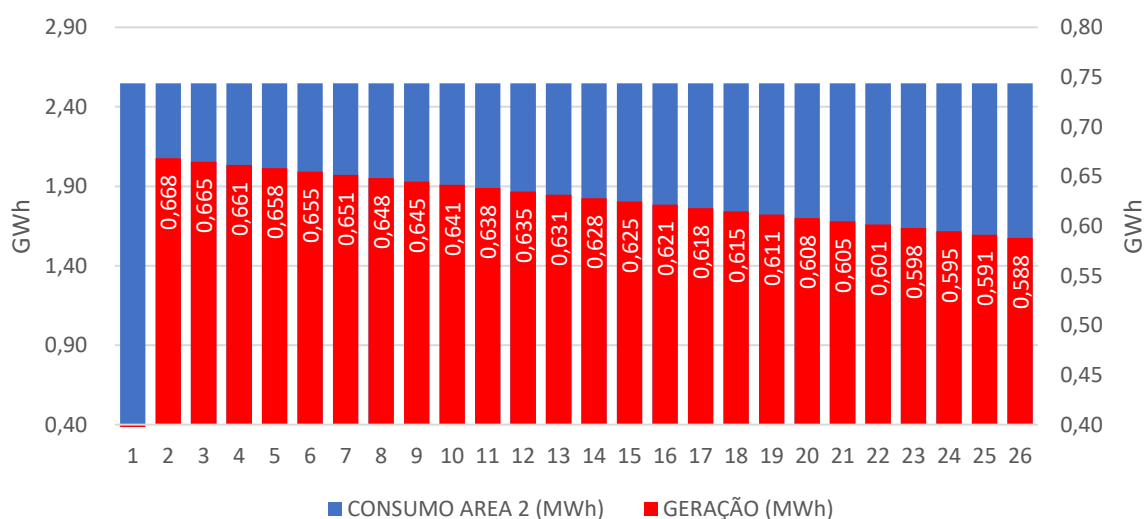


Figura 45: Energia gerada e consumo ao longo da vida útil do projeto.

## 5.6. Análise financeira

### 5.6.1. Custo do projeto

A Tabela 14 apresenta os custos associados ao projeto.

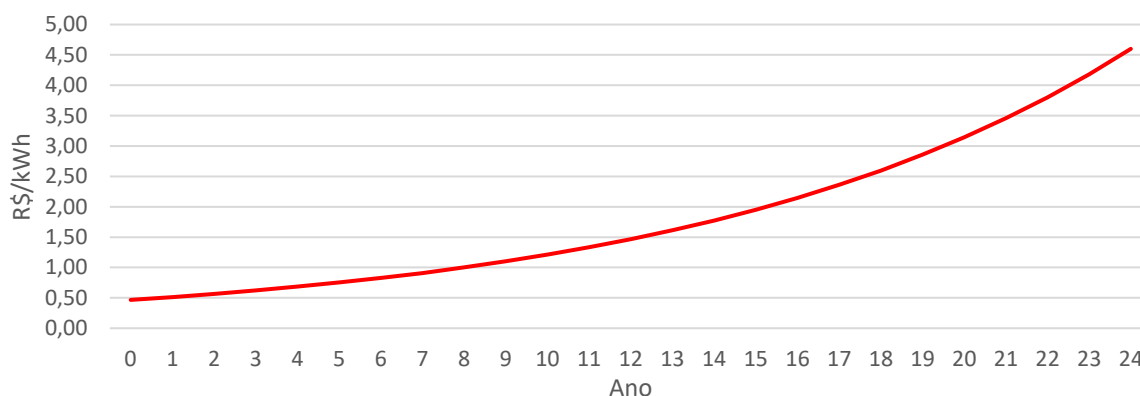
Tabela 14: Orçamento dos componentes do projeto

Item	Descrição	Preço Unitário (R\$)	Unidade	Quantidade	Preço Total (R\$)
Kit 4 vagas	Portal Solar	56.504,06	Kit	2	113.008,12
Kit 6 vagas	Portal Solar	76.511,28	Kit	3	229.533,84
Kit 8 vagas	Portal Solar	97.416,62	Kit	5	487.083,10
Kit 10 vagas	Portal Solar	116.138,71	Kit	11	1.277.525,81
Kit 20 vagas	Portal Solar	214.350,80	Kit	3	643.052,40
DPS CC	Clamper Solar 40kA	358,99	Peça	74	26.565,26
Fusível	FEEO FDS-32	9,34	Peça	202	1.886,68
Cabo Megatron	16mm <sup>2</sup>	6,59	Metros	200	1.318,00
Cabo CA Superastic Flex	4 mm <sup>2</sup>	2,13	Metros	640	1.361,28
Cabo CA Superastic Flex	10 mm <sup>2</sup>	5,14	Metros	1280	6.572,80
Cabo CA Superastic Flex	16 mm <sup>2</sup>	8,11	Metros	1760	14.278,88
Cabo CA Superastic Flex	50 mm <sup>2</sup>	26,83	Metros	480	12.878,40
				<b>Total</b>	<b>R\$ 2.815.064,57</b>

Além dos custos com os componentes da instalação existem também custos relacionados à elaboração do projeto, mas em se tratando de um projeto feito por alunos da universidade como um projeto de conclusão de curso, foram desconsiderados. O custo de instalação do sistema, estimado em 10% do valor do projeto baseado na média do mercado atual, tem um valor de R\$ 281.506,46, resultando em um investimento total de R\$ 3.096.571,03, aproximadamente R\$ 5,30 por Wp de potência instalada.

Um ponto muito importante a ser analisado em qualquer projeto é a sua viabilidade econômica, ou seja, se o projeto se encaixa no orçamento do investidor e

se atende suas necessidades. Esta análise leva em consideração os conceitos de fluxo de caixa, VPL, TMA, TIR e *payback*. Todos estes conceitos foram detalhados anteriormente. Para os seguintes cálculos considerou-se que o valor do investimento inicial abrange todos os custos de projeto, componentes e instalação do sistema. Foi considerado também o aumento no preço da energia, bem como a perda de rendimento do sistema fotovoltaico ao decorrer do tempo e seus custos de manutenção (valor anual igual 1% do valor do investimento dividido pela vida útil do projeto), que incluem custos de limpeza, inspeções preventivas e trocas de componentes conforme a necessidade.



*Figura 46: Crescimento da tarifa de energia elétrica*

A fim de efetuar os cálculos financeiros são necessárias algumas taxas e tributações incluindo a tarifa de energia, que foi descrita previamente. Será considerado um aumento médio de 10% ao ano no valor da tarifa de energia elétrica, pois de acordo com a ANEEL o reajuste tarifário para o ano de 2018 foi de 11,11% para consumidores em alta tensão. Assim, é ilustrado na Figura 46 o comportamento do crescimento do valor da tarifa de energia elétrica durante a vida útil do sistema.

**Inflação:** é o índice que mede a variação dos preços na economia. De acordo com o Relatório de Mercado Focus do dia 11 de maio de 2018, o Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo (IPCA) para 2018, principal termômetro da inflação do país, está em 3,45%, com projeções de alta para 4,0% em 2019. Para este projeto será considerado um valor de 5%, considerado para a correção do valor de manutenção do projeto ao ano.

**Selic:** é a sigla para Sistema Especial de Liquidação e Custódia, taxa básica de juros da economia no Brasil. De acordo com o *site* do Banco Central, acessado em 20 de maio de 2018, a taxa Selic está em 6,4%. Esta taxa será utilizada como valor para a TMA neste projeto.

A Tabela 15 apresenta as taxas adotadas para o projeto e o valor correspondente ao investimento inicial necessário:

*Tabela 15: Variáveis econômicas utilizadas para os cálculos do projeto*

<b>Taxas</b>	<b>Valor</b>
Tarifa de energia	R\$ 0,467/kWh
Inflação	5%
Taxa Mínima de Atratividade (TMA)	6,4%
Taxa de manutenção	1% do valor de investimento
Depreciação do sistema	0,5% ao ano
Investimento inicial	R\$ 3.096.571,03

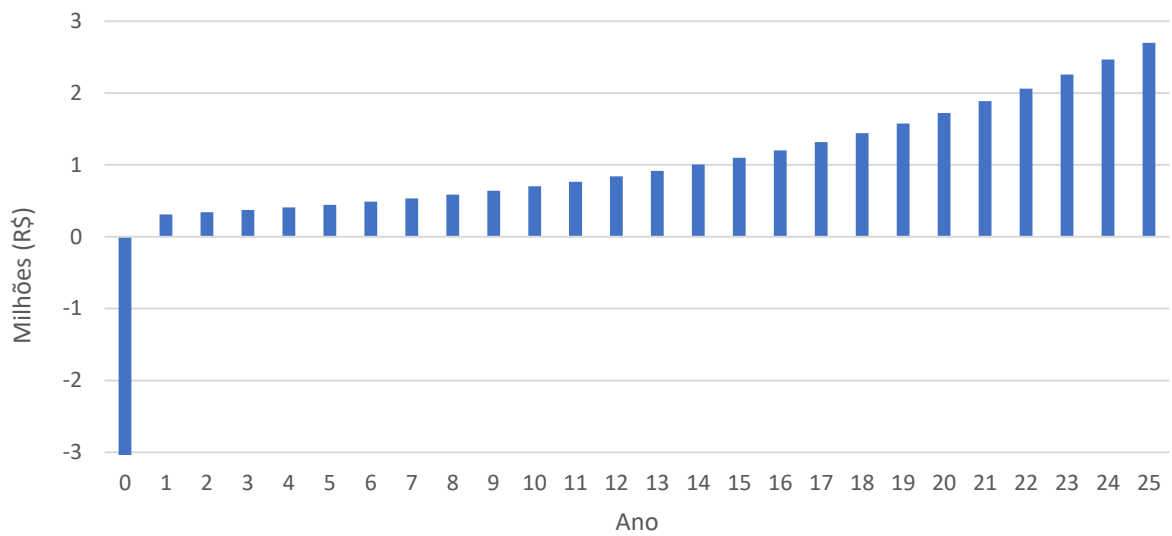
A partir da estimativa de geração mensal do primeiro ano é possível projetar a geração para os próximos anos considerando a taxa de depreciação do sistema, e levando em consideração o investimento inicial e as variáveis econômicas apresentadas na Tabela 15, é possível analisar a viabilidade econômica do projeto. Os dados desta análise são apresentados na Tabela 16. Os valores da economia pela geração foram encontrados multiplicando-se os valores projetados de geração do sistema e a tarifa de energia elétrica.

*Tabela 16: Análise financeira do projeto*

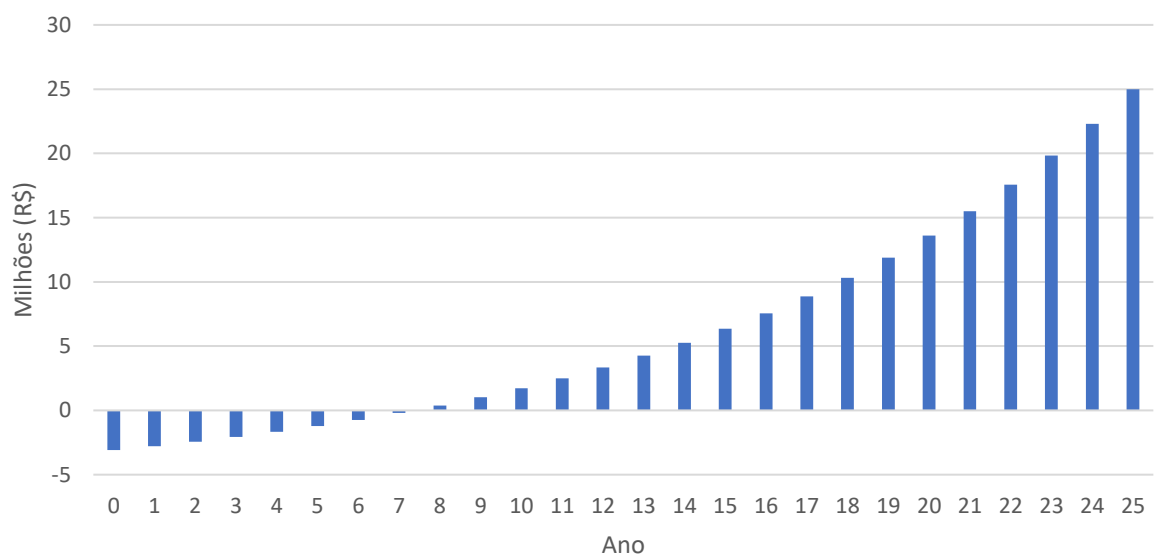
<b>ANO</b>	<b>GERAÇÃO (kWh)</b>	<b>ECOMONIA PELA GERAÇÃO</b>	<b>MANUTENÇÃO</b>	<b>FLUXO DE CAIXA</b>	<b>FLUXO DE CAIXA ACUMULADO</b>
0				-R\$3.096.571,03	-R\$3.096.571,03
1	668.180,00	R\$ 312.033,38	-R\$1.238,63	R\$310.794,75	-R\$2.785.776,28
2	664.830,00	R\$ 341.515,86	-R\$1.300,56	R\$340.215,30	-R\$2.445.560,98
3	661.490,00	R\$ 373.780,15	-R\$1.365,59	R\$372.414,56	-R\$2.073.146,42
4	658.150,00	R\$ 409.082,14	-R\$1.433,87	R\$407.648,28	-R\$1.665.498,14
5	654.810,00	R\$ 447.706,73	-R\$1.505,56	R\$446.201,17	-R\$1.219.296,97
6	651.470,00	R\$ 489.965,42	-R\$1.580,84	R\$488.384,58	-R\$730.912,39

7	648.130,00	R\$ 536.198,77	-R\$1.659,88	R\$534.538,89	-R\$196.373,50
8	644.790,00	R\$ 586.779,15	-R\$1.742,87	R\$585.036,27	R\$388.662,77
9	641.450,00	R\$ 642.113,60	-R\$1.830,02	R\$640.283,59	R\$1.028.946,36
10	638.110,00	R\$ 702.647,16	-R\$1.921,52	R\$700.725,65	R\$1.729.672,00
11	634.770,00	R\$ 768.866,30	-R\$2.017,60	R\$766.848,70	R\$2.496.520,71
12	631.430,00	R\$ 841.302,79	-R\$2.118,47	R\$839.184,32	R\$3.335.705,02
13	628.080,00	R\$ 920.523,26	-R\$2.224,40	R\$918.298,86	R\$4.254.003,89
14	624.740,00	R\$ 1.007.190,92	-R\$2.335,62	R\$1.004.855,30	R\$5.258.859,19
15	621.400,00	R\$ 1.101.986,87	-R\$2.452,40	R\$1.099.534,48	R\$6.358.393,66
16	618.060,00	R\$ 1.205.670,11	-R\$2.575,02	R\$1.203.095,09	R\$7.561.488,75
17	614.720,00	R\$ 1.319.070,13	-R\$2.703,77	R\$1.316.366,36	R\$8.877.855,12
18	611.380,00	R\$ 1.443.093,45	-R\$2.838,96	R\$1.440.254,49	R\$10.318.109,61
19	608.040,00	R\$ 1.578.730,74	-R\$2.980,91	R\$1.575.749,83	R\$11.893.859,44
20	604.700,00	R\$ 1.727.064,54	-R\$3.129,95	R\$1.723.934,59	R\$13.617.794,02
21	601.350,00	R\$ 1.889.246,38	-R\$3.286,45	R\$1.885.959,93	R\$15.503.753,96
22	598.010,00	R\$ 2.066.628,51	-R\$3.450,77	R\$2.063.177,73	R\$17.566.931,69
23	594.670,00	R\$ 2.260.594,59	-R\$3.623,31	R\$2.256.971,28	R\$19.823.902,97
24	591.330,00	R\$ 2.472.687,61	-R\$3.804,48	R\$2.468.883,13	R\$22.292.786,10
25	587.990,00	R\$ 2.704.593,28	-R\$3.994,70	R\$2.700.598,58	R\$24.993.384,68

Com os dados da Tabela 16 foram construídos os gráficos das Figuras 47, 48 e 49. Na Figura 47, o fluxo de caixa nos mostra no ano de implementação do projeto o gasto com sua execução, e ao passar dos anos a economia que a universidade teria pela geração anual do sistema. Já na Figura 48, o fluxo de caixa acumulado nos mostra a diluição ano a ano do valor gasto com a execução do projeto, somando anualmente os valores economizados pela geração com os valores gastos com manutenção, e ainda deixa claro qual o período onde tem-se o retorno financeiro do projeto, sete anos. Aplicaram-se também os conceitos sobre VPL e TIR (Tabela 17) sobre esses dados, e uma vez em posse destes valores pode-se assim argumentar sobre a viabilidade financeira do projeto, concluindo que tem-se um projeto economicamente viável.



*Figura 47: Fluxo de caixa*



*Figura 48: Fluxo de caixa acumulado*

Um gráfico interessante de se analisar é quando se compara a projeção da geração do sistema com o valor da tarifa de energia elétrica da área de instalação (Figura 49). Vê-se que mesmo com a taxa de depreciação dos módulos fotovoltaicos ano a ano, com o crescimento da tarifa ainda temos uma economia grande pela geração de energia elétrica, mostrando mais um aspecto positivo.

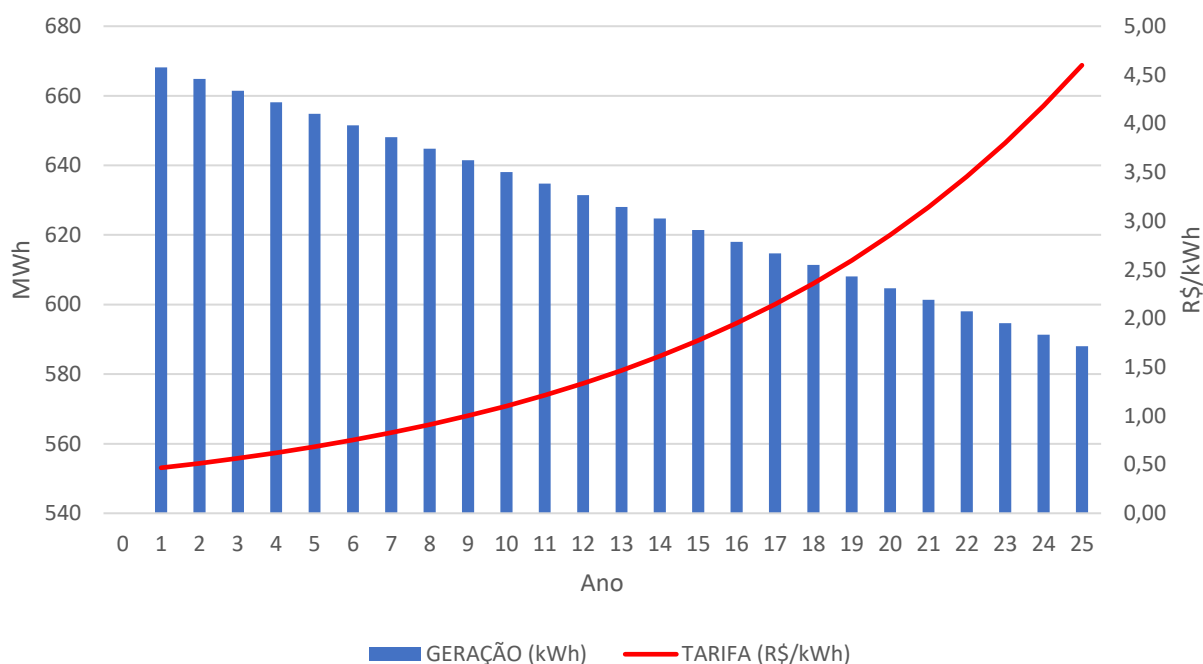


Figura 49: Previsão de geração x Crescimento da tarifa

Tabela 17: Índices de viabilidade econômica

<b>Valor Presente Líquido (VPL)</b>	R\$7.354.516,48
<b>Taxa Interna de Retorno (TIR)</b>	17,93%

Portanto, a análise resultou em um VPL positivo e uma TIR maior que a TMA, o que mostra ser um projeto economicamente viável. Pois um VPL positivo quer dizer que o investimento no projeto resulta em um retorno financeiro maior que se o mesmo valor fosse aplicado no banco em uma taxa igual a TMA. E uma TIR maior que a TMA, diz que o retorno financeiro do projeto é maior que se aplicado a uma taxa igual a TMA. Já o *payback* do projeto, de acordo com a Figura 48, é de sete anos e meio aproximadamente.

### 5.7. Resumo do projeto

<b>Capacidade Instalada</b>	584 kWp
<b>Quantidade de Módulos</b>	1770
<b>Investimento Inicial</b>	R\$ 3.096.571,03
<b>Vida útil do projeto</b>	25 anos
<b>Geração no primeiro ano</b>	668 MWh
<b>Consumo médio anual adotado para a Área 2</b>	2,547 MWh
<b>Economia pela geração do primeiro ano</b>	R\$ 312.033,38
<b>Gasto médio anual da Área 2</b>	R\$ 1.190.824,50
<b>Média de geração mensal</b>	55,7 MWh
<b>Média de consumo mensal</b>	211,6 MWh
<b>Tempo de retorno de investimento</b>	7,5 anos
<b>VPL</b>	R\$7.354.516,48
<b>Taxa Interna de Retorno (TIR)</b>	17,93%

## 6. CONCLUSÃO

De fato, a energia solar fotovoltaica tem grande potencial no Brasil. Com isso vem o interesse de indivíduos e empresas em busca desta tecnologia, e a necessidade de buscar conhecimento básico necessário para que se possa discutir e tirar suas próprias conclusões sobre o assunto. Por isso este documento apresenta o embasamento teórico necessário para que qualquer indivíduo possa entender o procedimento necessário para elaboração de um projeto de sistema fotovoltaico.

Um ponto interessante no projeto é a escolha da área de instalação. O local escolhido não é um terreno que poderia ser utilizado pela universidade para outros fins, mas sim uma área com um projeto de construção já em andamento, em que a instalação do sistema só iria agregar valor ao local. A escolha do estacionamento do centro de convenções foi uma ótima saída em vários quesitos, como o aproveitamento de área construída já citada, que além de gerar energia de forma sustentável, serviria como sombra para os veículos que ali ficarão estacionados. A facilidade de acesso do local e a visibilidade que um sistema fotovoltaico deste porte iria trazer para a Universidade de São Paulo também são pontos importantes, pois seria localizado em um centro de convenções onde o fluxo de pessoas de dentro e de fora da Universidade será intenso.

Quanto aos valores esperados de geração de energia do sistema, estes seriam suficientes para suprir aproximadamente 30% do consumo anual da Área 2 da USP-SC em seu primeiro ano de funcionamento, pois como visto, ano a ano há um desconto na produtividade dos módulos.

Com base no cenário econômico proposto como premissas de inflação energética, TMA e IPCA na projeção dos dados, mesmo com um cenário pessimista quanto aos seus valores, ainda assim, pode-se concluir com certeza que este projeto é viável economicamente, pois em sua vida útil, que ainda pode ser maior que a usada como valor, retornará valores financeiros suficientemente maiores que os gastos em sua execução. É importante ressaltar que o retorno financeiro deste projeto não será de fato um valor de caixa positivo recebido mês a mês, mas sim, deixará de ser cobrado do valor de sua fatura de energia elétrica.

## 6.1. Perspectivas de estudos futuros

Como sugestão de estudos futuros para este projeto tem-se:

- Dimensionamento do cabeamento entre o barramento dos inversores até o ponto de ligação com a rede elétrica. Pois não foi encontrado um cabeamento no mercado que atendesse à necessidade do projeto. Com a possibilidade de se estudar alternativas para ligação na rede, por exemplo realizar a ligação em pontos distintos;
- Estudo da necessidade de se utilizar um transformador para a ligação na rede elétrica. Pois os inversores têm opções programáveis de tensão de saída CA. Com isso, seria possível conectar o sistema em qualquer ponto da universidade. Outra alternativa é o uso de um transformador que elevasse essa tensão de 220V ou 380V para 11,9kV (rede primária);
- Análise da qualidade da energia elétrica no local da instalação do sistema. Seja por simulações via *software* ou por medições no local, mas analisar os níveis de tensão e de qualidade após a inserção do sistema na rede, tomando o devido cuidado de sempre manter os padrões determinados pela ANEEL;
- Estudo de implementação de um sistema de aterramento e para-raios;
- Proposta de cronograma de execução;
- Alteração da análise financeira utilizando valores de mão de obra específica.

## REFERÊNCIAS

ABSOLAR (São José dos Campos). **Atlas Brasileiro de Energia Solar**. 2017. Disponível em: <<http://programaintegradoronline.com.br/wp-content/uploads/2016/03/Livro-Digital-de-Introdução-aos-Sistemas-Solares-novo.pdf>>. Acesso em: 21 abr. 2018.

ABNT. **Norma Brasileira - Instalações Elétricas de Baixa Tensão NBR 5410:2004 versão corrigida, 2008**. Disponível em: <[https://www.iar.unicamp.br/lab/luz/ld/normas%20e%20relat%F3rios/NRs/nbr\\_5410.pdf](https://www.iar.unicamp.br/lab/luz/ld/normas%20e%20relat%F3rios/NRs/nbr_5410.pdf)>. Acesso em: 04 jul. 2018.

AEAGO. “**ART Imediata**” **Mudanças na rotina de liberação do documento facilita a vida de profissionais e empresas**.2015. Disponível em: <<http://www.aeago.org.br/2015/05/04/artimediata/>>. Acesso em: 20 abr. 2018.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL (Brasil). **RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº 482**. 2012. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2012482.pdf>>. Acesso em: 22 abr. 2018.

ALVES, Guilherme Henrique. **PROJETO E ANÁLISE DA VIABILIDADE ECONÔMICA DA INSTALAÇÃO DE PAINÉIS FOTOVOLTAICOS NO SETOR INDUSTRIAL**. 2016. 106 f. TCC (Graduação) - Curso de Engenharia Elétrica, Universidade de São Paulo, São Carlos, 2016.

ANEEL. **Boletim de Informações Gerenciais**. 2017. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/documents/656877/14854008/Boletim+de+Informações+Gerenciais+-+4º+trimestre+2017/44ee3035-27e5-0398-e7e3-c612ec4dc994>>. Acesso em: 27 abr. 2018.

ANEEL. **Capacidade de Geração do Brasil**. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/capacidadebrasil.cfm>>. Acesso em: 22 abr. 2018.

ANEEL. **Geração Distribuída**. Disponível em: <[http://www2.aneel.gov.br/scg/gd/gd\\_fonte\\_detalhe.asp?Tipo=12](http://www2.aneel.gov.br/scg/gd/gd_fonte_detalhe.asp?Tipo=12)>. Acesso em: 20 abr. 2018.

ANEEL. . **Novas tarifas para consumidores da CPFL Paulista**. 2018. Disponível em: <[http://www.aneel.gov.br/sala-de-imprensa-exibicao-2/-/asset\\_publisher/zXQREz8EVIZ6/content/aprova-da-revisao-tarifaria-da-cpfl-paulista/656877](http://www.aneel.gov.br/sala-de-imprensa-exibicao-2/-/asset_publisher/zXQREz8EVIZ6/content/aprova-da-revisao-tarifaria-da-cpfl-paulista/656877)>. Acesso em: 04 jul. 2018.

ANEEL. **Tarifas Consumidores: Bandeiras Tarifárias**. Disponível em: <[http://www.aneel.gov.br/tarifas-consumidores/-/asset\\_publisher/e2INtBH4EC4e/content/bandeira-tarifaria/654800?inheritRedirect=false](http://www.aneel.gov.br/tarifas-consumidores/-/asset_publisher/e2INtBH4EC4e/content/bandeira-tarifaria/654800?inheritRedirect=false)>. Acesso em: 19 maio 2018.

BANCO CENTRAL DO BRASIL. **Focus - Relatório de Mercado**. 2018. Disponível em: <<https://www.bcb.gov.br/pec/GCI/PORT/readout/R20180511.pdf>>. Acesso em: 20 maio 2018.

BORGES, Leandro. **O que é e Como Calcular a Taxa Interna de Retorno (TIR)**. 2013. Disponível em: <<https://blog.luz.vc/o-que-e/taxa-interna-de-retorno-tir/>>. Acesso em: 14 maio 2018.

BUCUSSI, Alessandro A. **Introdução ao conceito de energia**. Porto Alegre : UFRGS, Instituto de Física, Programa de Pós-Graduação em Ensino de Física, 2007. 32p. : il. (Textos de apoio ao professor de física / Marco Antonio Moreira, Eliane Angela Veit, ISSN 1807-2763; v. 17, n. 3).

CEMIG. **CEMIG E GOVERNO ESTADUAL INAUGURAM USINA SOLAR NO MINEIRÃO**: Projeto em parceria com a empresa Minas Arena ressalta a proposta sustentável do estádio. 2014. Disponível em: <<http://www.cemig.com.br/sites/Imprensa/pt-br/Paginas/Usina-Solar-do-Mineirao.aspx>>. Acesso em: 30 abr. 2018.

CLUBE DO INSTALADOR. **A matéria que todo eletricitista deveria saber, o efeito Joule**. 2014. Disponível em: <<http://fastseg.blogspot.com.br/2016/05/a-materia-que-todo-eletricista-deveria-saber-o-efeito-joule.html>>. Acesso em: 12 maio 2018.

COLAFERRO, José Renato Q.. **O Porquê do Aumento da Energia Elétrica em 4 Tópicos + 1 Solução**. 2017. Disponível em: <<http://blog.bluesol.com.br/aumento-da-energia-eletrica/>>. Acesso em: 17 maio 2018.

COMPANHIA PAULISTA DE FORÇA E LUZ. **GED 15303**: Conexão de Micro e Minigeração Distribuída sob Sistema de Compensação de Energia Elétrica. Campinas: CPFL, 2016. Disponível em: <<http://sites.cpfl.com.br/documentos-tecnicos/GED-15303.pdf>>. Acesso em: 15 abr. 2018.

CUSTODIO, Juliano. **CDI: O que é o CDI? CDI hoje?**: A taxa de referência para investimentos no Brasil.. 2017. Disponível em: <<https://www.euqueroinvestir.com/cdi-certificado-de-deposito-interbancario/>>. Acesso em: 17 maio 2018.

D'AVILA, Ricardo Santos. **Análise de perdas em instalações elétricas residenciais**. 2007. 117 f. Dissertação (Mestrado) - Curso de Energia, Universidade de São Paulo, São Paulo, 2007. Disponível em: <[http://www.iee.usp.br/producao/2007/Teses/disserta\\_rdavila.pdf](http://www.iee.usp.br/producao/2007/Teses/disserta_rdavila.pdf)>. Acesso em: 02 maio 2018.

ELETROBRAS. **Energia Solar Aplicada ao Centros Comunitários de Produção**: Guia para elaboração de projetos / Centrais Elétricas Brasileiras (Eletrobras). Divisão de estudos técnicos de projetos setoriais. Rio de Janeiro: Eletrobras, 2016.

FERREIRA, Ramiro Gomes. **Valor Presente Líquido: o que é o VPL e por que isso é importante para os seus investimentos?** 2017. Disponível em: <<http://hcinvestimentos.com/2017/01/17/valor-presente-liquido/>>. Acesso em: 13 maio 2018.

FOGAÇA, Jennifer Rocha Vargas. **Pilhas e Baterias de Lítio. *Brasil Escola***. Disponível em <<https://brasilecola.uol.com.br/quimica/pilhas-baterias-litio.htm>>. Acesso em 12 de maio de 2018.

GARRÁN, Felipe. **Taxa Mínima de Atratividade (TMA)**. Disponível em: <<https://www.mundofinanceiro.com.br/10-things-you-can-learn-about-fashion-from-walruses/>>. Acesso em: 19 maio 2018.

GLOBAL SOLAR ATLAS. **Maps for Brazil**. Disponível em: <<http://globalsolaratlas.info/downloads/brazil>>. Acesso em: 22 abr. 2018.

CLAMPER. **GUIA DE APLICAÇÃO PARA A PROTEÇÃO DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS**. Disponível em: <[http://www.clamper.com.br/wp-content/uploads/2017/06/MKT\\_012015\\_Guia\\_Sistemas-Fotovoltaicos\\_DIGITAL.pdf](http://www.clamper.com.br/wp-content/uploads/2017/06/MKT_012015_Guia_Sistemas-Fotovoltaicos_DIGITAL.pdf)>

INSTITUTO SUPERIOR TÉCNICO. Universidade Técnica de Lisboa. **Breve História da Energia Solar**. 2004. Disponível em: <<http://web.ist.utl.pt/palmira/solar.html>>. Acesso em: 25 abr. 2018.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. **Snapshot of global photovoltaic markets**. Mary Brunisholz, 2016. 16 p. Disponível em: <[http://www.iea-pvps.org/fileadmin/dam/public/report/statistics/IEA-PVPS\\_-\\_A\\_Snapshot\\_of\\_Global\\_PV\\_-\\_1992-2016\\_\\_1\\_.pdf](http://www.iea-pvps.org/fileadmin/dam/public/report/statistics/IEA-PVPS_-_A_Snapshot_of_Global_PV_-_1992-2016__1_.pdf)>. Acesso em: 10 maio 2018.

LISBOA, Daniela da Silva. **Dimensionamento de um SFVCR: Estudo de Caso do Prédio Central do Campus Universitário de Tucuruí – PA**. 2010. 156 f. TCC (Graduação) - Curso de Engenharia Elétrica, Universidade Federal do Pará, Tucuruí, Pa, 2010.

MEYER, Rodolfo; MORAES NETO, Siqueira de. **HISTÓRIA DA ENERGIA SOLAR: COMO TUDO COMEÇOU**. Disponível em: <<https://www.portalsolar.com.br/blog-solar/energia-solar/historia-da-energia-solar-como-tudo-comecou.html>>. Acesso em: 20 abr. 2018.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. **Energia Solar no Brasil e no Mundo**. 2017. Disponível em: <[http://www.mme.gov.br/documents/10584/3580498/17+-+Energia+Solar+-+Brasil+e+Mundo+-+ano+ref.+2015+\(PDF\)/4b03ff2d-1452-4476-907d-d9301226d26c;jsessionid=41E8065CA95D1FABA7C8B26BB66878C9.srv154](http://www.mme.gov.br/documents/10584/3580498/17+-+Energia+Solar+-+Brasil+e+Mundo+-+ano+ref.+2015+(PDF)/4b03ff2d-1452-4476-907d-d9301226d26c;jsessionid=41E8065CA95D1FABA7C8B26BB66878C9.srv154)>. Acesso em: 25 abr. 2018.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. **Estudo e propostas de utilização de geração fotovoltaica conectada à rede, em particular em edificações urbanas**. Brasília: 2009. 93 p. Disponível em: <<http://www.abinee.org.br/informac/arquivos/mmegtsf.pdf>>. Acesso em: 20 abr. 2018.

NASCIMENTO, Rodrigo Limp. **ENERGIA SOLAR NO BRASIL: SITUAÇÃO E PERSPECTIVAS**. Câmara dos Deputados, 2017. Disponível em:

<[http://bd.camara.gov.br/bd/bitstream/handle/bdcamara/32259/energia\\_solar\\_limp.pdf?sequence=1](http://bd.camara.gov.br/bd/bitstream/handle/bdcamara/32259/energia_solar_limp.pdf?sequence=1)>. Acesso em: 20 abr. 2018.

PINHO, João Tavares; GALDINO, Marco Antonio. **Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos**. 2014. Disponível em: <[http://www.cresesb.cepel.br/publicacoes/download/Manual\\_de\\_Engenharia\\_FV\\_2014.pdf](http://www.cresesb.cepel.br/publicacoes/download/Manual_de_Engenharia_FV_2014.pdf)>. Acesso em: 21 abr. 2018.

PORTAL SOLAR. **HISTÓRIA DA ENERGIA SOLAR: COMO TUDO COMEÇOU**. Disponível em: <<https://www.portalsolar.com.br/blog-solar/energia-solar/historia-da-energia-solar-como-tudo-comecou.html>>. Acesso em: 25 abr. 2018.

**PVsyst™** Versão 6.62. PVsyst SA 2012. Disponível em: <<http://www.pvsyst.com/en/>>. Acesso em: 21 abr. 2018.

SAUAIA, Rodrigo Lopes. **Energia Solar Fotovoltaica: Panorama, Oportunidades e Desafios**. Brasília: Absolar, 2017. Color. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/documents/10184/15266087/painel+3+ap+7+2017.10.19+ABSOLAR+-+Energia+Solar+Fotovoltaica+-+Dr.+Rodrigo+Lopes+Sauaia.pdf/54f8b161-751b-0639-bd04-77a60cac45c3>>. Acesso em: 01 maio 2018.

SÃO PAULO. SECRETARIA ESTADUAL DE ENERGIA E MINERAÇÃO. **Resumo Executivo: Dados de Produção e Consumo de Energia Elétrica**. São Paulo: Governo do Estado de São Paulo, 2018. Disponível em: <[http://dadosenergeticos.energia.sp.gov.br/portacev2/intranet/BiblioVirtual/eletrica/Resumo\\_Executivo\\_EE.pdf](http://dadosenergeticos.energia.sp.gov.br/portacev2/intranet/BiblioVirtual/eletrica/Resumo_Executivo_EE.pdf)>. Acesso em: 17 maio 2018.

SILVA, Marcos Noé Pedro da. **Consumo de Energia Elétrica**. Disponível em: <<http://mundoeducacao.bol.uol.com.br/matematica/consumo-energia-eletrica.htm>>. Acesso em: 01 maio 2018.

SÓ FÍSICA. **Efeito Joule**. 2008. Disponível em: <<https://www.sofisica.com.br/conteudos/Eletromagnetismo/Eletrodinamica/efeitojoule.php>>. Acesso em: 06 maio 2018.

SÓ FÍSICA. **Consumo de energia**. Disponível em: <<http://www.sofisica.com.br/conteudos/Eletromagnetismo/Eletrodinamica/consumo.php>>. Acesso em: 01 maio 2018.

SOLAR BRASIL. Acesso em: 08/05 <<http://www.solarbrasil.com.br/blog-da-energia-solar/73-o-que-sao-os-sistemas-conectados-a-rede-on-grid>>

SOLENERG ENGENHARIA. **A energia solar fotovoltaica no mundo e no Brasil**. 2015. Disponível em: <<http://www.solenerg.com.br/files/conceitos-basicos-energia-solar-fotovoltaica-solenerg.pdf>>. Acesso em: 05 maio 2018.

SOUZA, Ronilson di. **Os Sistemas de Energia Solar Fotovoltaica**. 2016. Disponível em: <<http://programaintegradoronline.com.br/wp->

content/uploads/2016/03/Livro-Digital-de-Introdução-aos-Sistemas-Solares-novo.pdf>. Acesso em: 22 abr. 2018.

VILLALVA, Marcelo Gradella. **Energia Solar Fotovoltaica: Conceitos e Aplicações**. 2. ed. São Paulo: Saraiva, 2015.



## **APÊNDICE A – CONCEITOS BÁSICOS DE ENERGIA ELÉTRICA**

### **A.1 - Carga e corrente**

Os circuitos elétricos propõem a circulação de cargas através do percurso determinado pelas ligações do circuito, esse movimento de cargas caracteriza a corrente elétrica (I). Em termos de equacionamento, a corrente elétrica é dada pela variação da carga no tempo.

$$i = \frac{dq}{dt}$$

A unidade de corrente é o ampère (A) e pela convenção estabelecida por Benjamin Franklin, a corrente é o movimento de cargas positivas movimentando-se do positivo para o negativo, caracterizando a corrente chamada “convencional”. Como se sabe atualmente, a corrente que atravessa um condutor metálico é o movimento de elétrons que se desprendem das órbitas dos átomos do metal, o que caracteriza a denominada “corrente eletrônica”. Para o seguinte projeto, será considerada a corrente convencional.

A corrente elétrica apresenta-se de algumas formas, a corrente contínua (CC) é caracterizada por uma corrente constante no tempo, já a corrente alternada (CA) é caracterizada por uma onda senoidal no domínio do tempo. A corrente CC está presente, por exemplo, em fontes de alimentação para circuitos eletrônicos, e a corrente CA está presente em instalações residenciais.

### **A.2 - Tensão, energia e potência**

Seguindo o conceito de movimentação de cargas em um circuito elétrico, é necessário analisar a organização do movimento destas cargas. O movimento orientado de cargas depende da aplicação de uma Força Eletromotriz no circuito, que realiza trabalho sobre as cargas. Sendo assim, define-se tensão sobre um determinado elemento como o trabalho aplicado para mover uma unidade de carga através deste elemento, medindo-se entre seus dois terminais. A unidade da tensão é o volt (V), definido como  $1V = J/C$ . A tensão em um circuito é representada pela diferença de polaridade (+,-), significando que um ponto está num potencial  $v$  volts acima do outro ponto definido. A movimentação das cargas depende da aplicação de trabalho, e conseqüentemente, energia. Considerando a velocidade com que a energia é entregue para um elemento do circuito com tensão  $v$ , com uma carga  $\Delta q$  se

movendo do terminal positivo para o negativo deste elemento, tem-se a energia absorvida  $\Delta w$  dada por:

$$\Delta w = v \cdot \Delta q$$

A energia dissipada no processo é denominada Potência, e é equacionada no domínio do tempo como:

$$p = \frac{dw}{dt} = v \cdot i$$

A unidade de potência pode ser expressa como J/C, C/s ou J/s que é definida como watt (W). Considerando que tensão e corrente são grandezas definidas no tempo, a variável de potência será também definida no tempo.

### **A.3 - Circuitos Elétricos**

#### **A.3.1 - Lei de Ohm em circuitos resistivos**

Os circuitos mais simples a serem analisados são aqueles chamados resistivos. O resistor é o elemento mais comumente usado já que todos os componentes elétricos apresentam características resistivas, ou seja, apresentam algum tipo de resistência à passagem de corrente elétrica. Para que seja possível analisar os circuitos elétricos usa-se a lei de ohm, que estabelece a tensão sobre um elemento resistivo como diretamente proporcional à corrente elétrica que passa por ele. Desta relação entre corrente e tensão, obtém-se a resistência R do elemento, em ohms ( $\Omega$ ):

$$v = R \cdot i$$

#### **A.3.2 - Ligação Série ou Paralelo**

Para analisar circuitos elétricos é preciso observar o tipo de ligação do sistema. Circuitos ligados em série, onde a resistência de todos os elementos conectados à linha se soma, e a corrente que atravessa todos eles é a mesma. Um ponto importante a ser analisado no estudo de circuitos conectados em série é o curto-circuito, que impossibilita a corrente de chegar aos outros componentes, e conseqüentemente os desliga.

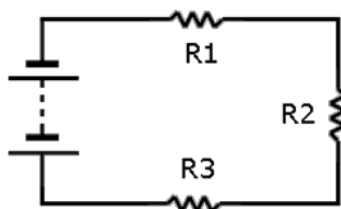


Figura 50:- Exemplo de um circuito em série.

Nos circuitos ligados em paralelo, a resistência equivalente de dois resistores é o produto de suas resistências dividido pela soma delas, e a corrente se divide, e o valor que atravessa cada um é inversamente proporcional à sua resistência.

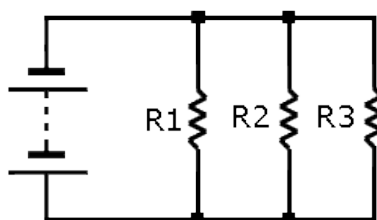


Figura 51: Exemplo de um circuito em paralelo.

### A.3.3 - Perdas em circuitos elétricos

Em circuitos elétricos simples, as perdas do sistema são atribuídas à energia dissipada  $P$ , em watts, devido ao aquecimento dos componentes resistivos do sistema. No caso de instalações elétricas mais complexas, é necessário considerar a resistividade de todos os componentes do sistema e as perdas por aquecimento em todos eles. Como foi apresentado anteriormente, a corrente elétrica que circula por cada componente é inversamente proporcional à resistividade dos mesmos, mas é proporcional à potência elétrica dos componentes e equipamentos ligados a esta rede.

$$p = R \cdot i^2$$

Em instalações elétricas residenciais, por exemplo, a resistividade do sistema se encontra nos próprios condutores metálicos, equipamentos ligados na rede, dispositivos de proteção, dispositivos de seccionamento e também nas conexões entre as linhas.

### A.3.4 - Efeito Joule

Quando um condutor é percorrido por uma corrente elétrica sua temperatura aumenta, este aquecimento é decorrente da transformação de energia elétrica em

energia térmica. Este fenômeno é conhecido como Efeito Joule, em homenagem ao Físico Britânico James Prescott Joule (1818-1889). O Efeito Joule ocorre devido à colisão dos elétrons da corrente elétrica com as partículas do condutor. Os elétrons colidem com átomos do material condutor e parte da sua energia cinética (energia de movimento) é transferida para o átomo, aumentando seu estado de agitação e consequentemente sua temperatura. Este processo transforma a energia elétrica em calor (energia térmica). O aquecimento do condutor é medido pela Lei de Joule:

$$Q = i^2 \cdot R \cdot t$$

Onde  $i$  (A) é a corrente que percorre o condutor,  $R$  ( $\Omega$ ) é a resistência do condutor e  $t$  (s) é o tempo pelo qual a corrente percorre o condutor.

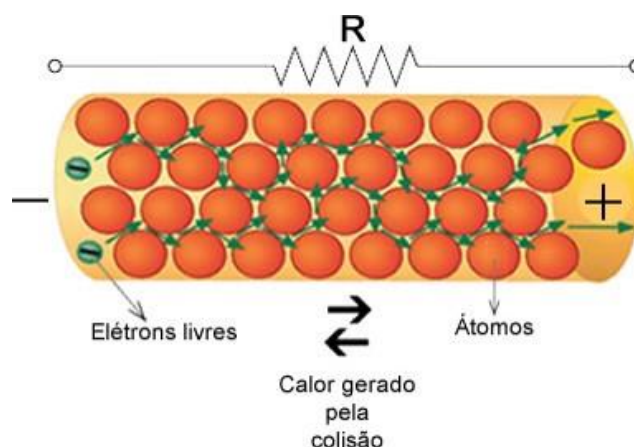


Figura 52: Representação do Efeito Joule. Fonte: Clube do Instalador.

#### A.4 - Consumo de Energia

Considerando todos os conceitos apresentados anteriormente, podemos dar início à conceitos de instalações elétricas residenciais e suas características. Um tópico importante a ser apresentado é o conceito de Consumo de Energia. Uma instalação residencial, mesmo que simples, possui diversos equipamentos ligados à rede, e esses equipamentos consomem energia. O consumo de cada um é calculado multiplicando a potência do equipamento pelo tempo que este permaneceu ligado:

$$E = p \cdot \Delta t$$

O valor de  $E$  é dado em joules (J). Para calcular o consumo mensal da residência, utiliza-se a unidade quilowatt-hora (kWh), que considera o tempo que o equipamento fica ligado por dia durante os 30 dias do mês (1000 W = 1 kW). Apesar

de não ser adotada pelo SI, a unidade kWh é utilizada comumente em medidas de consumo de energia, além de ser utilizada pelas concessionárias para parametrizar as cobranças e tarifas.

### A.5 - Baterias e Armazenamento de Energia

Baterias são dispositivos capazes de produzir e acumular energia por meio de processos químicos.

*“As baterias funcionam como uma pilha convencional, ou seja, dentro do dispositivo ocorre uma reação de oxidação e outra de redução, o que gera produção de corrente elétrica. Sendo assim, à medida que o dispositivo vai sendo utilizado, a quantidade do material que sofre oxidação (reductor) vai diminuindo. Quando a quantidade do reductor chega ao fim, o dispositivo para de gerar corrente elétrica (está descarregado). Ao conectarmos a bateria ou acumulador a uma fonte elétrica externa, a corrente elétrica faz com que a reação de oxidação e redução se torne reversível. Dessa forma, os componentes do reductor voltam a ser originados. Quando a quantidade do reductor retorna totalmente à quantidade anterior, dizemos que a bateria foi recarregada.”* (DIAS, 2018).

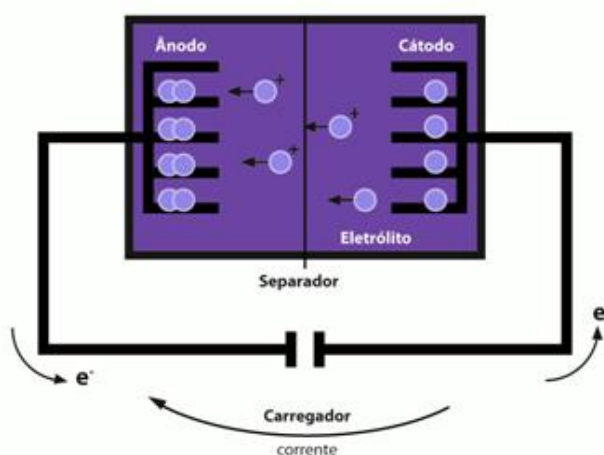


Figura 53: Esquema de uma bateria. Fonte: Brasil Escola.

## **APÊNDICE B – PONTO DE CONEXÃO**

## **B.1 - Conexão em baixa tensão**

### **B.1.1 - Ramal de ligação**

De acordo com a GED 13, norma técnica da CPFL, para a situação de conexão em baixa tensão, o fornecimento e instalação do ramal de ligação é responsabilidade da distribuidora de energia elétrica, sendo que o ramal deve:

- Entrar pela frente do terreno, ficando livre de obstáculos, ser visível, e não cruzar terrenos de terceiros;
- Possuir vão livre não superior a 30m (trinta metros);
- Não ser acessível a por meio de balcões, terraços, janelas ou sacadas;
- Possuir condutores de forma a atender as seguintes distâncias mínimas, medidas na vertical, entre o condutor inferior e o solo: 5,50 m no cruzamento de ruas, avenidas e entrada de garagens de veículos pesados. 4,50 m nas entradas de garagens residenciais, ou lugares não acessíveis a veículos pesados. 3,50 m nos locais exclusivos a pedestres.
- Situar-se à, no mínimo, 0,60 m de fios ou cabos isolados de comunicação ou sinalização, caso estejam presentes.

A ancoragem do ramal de ligação é responsabilidade do cliente e deve atender aos requisitos dispostos na GED 13, seção 6.3 – Ancoragem do ramal de ligação, dispostas a seguir:

**1** A ancoragem do ramal de ligação poderá ser feita em Armação Secundária com Isolador tipo S1, através de Parafuso Olhal, podendo utilizar também a Sapatilha, ou ainda a Roldana em Polímero. A opção da Roldana em Polímero é uma alternativa para regiões litorâneas onde temos o efeito nocivo da corrosão nas ferragens.

**2** A distância entre o ponto de ancoragem do ramal de ligação do lado do cliente e o nível da calçada, quando o poste da Distribuidora se situar do outro lado da rua, deve ser no mínimo de 6,0 m.

**3** A distância entre o ponto de ancoragem do ramal de ligação do lado do cliente e do nível da calçada, quando o poste da Distribuidora se situar do mesmo lado da rua, deve ser no mínimo igual a:

- 6,0 m, quando o ramal de ligação cruzar garagens para entrada de veículos pesados;

- 5,0 m, quando o ramal de ligação cruzar garagens residenciais ou outros locais não acessíveis a veículos pesados;
- 4,0 m, quando o ramal de ligação não cruzar garagens.

4 A distância vertical entre o ponto de ancoragem e pisos superiores deve ser no mínimo de 2,5 m.

#### **B.1.1.1 - Ramal de entrada**

Segundo a mesma norma citada, o ramal de entrada, embutido em eletro duto, é responsabilidade do cliente e:

- Seus condutores podem ser cabos unipolares de cobre, possuir isolação mínima para 750 V, devendo ser do tipo PVC BWF/70°C, de acordo com a NBR NM 280 e serem dimensionadas com base nas tabelas 1 A e 1 B (ANEXO A). Pode-se optar por condutores do tipo EPR/XLPE/90°C tensão de isolamento 0,6/1 kV, conforme NBR 5.410 com dimensionamento para tensão secundária 220V/127V;
- O neutro deve ter isolação na cor azul claro e as fases devem ter cor distinta ao neutro, exceto condutor com isolação na cor verde;
- Deve haver continuidade do neutro, sendo nele vedado o uso de chaves;
- Não deve possuir emendas;
- Devem ser deixadas sobras de condutores de, no mínimo, 500mm dentro do compartimento de medição;
- Os condutores do circuito alimentador até o quadro de distribuição devem ter, no mínimo, a mesma secção e classe de encordoamento do ramal de entrada;
- Em caixa de medição metálica, com leitura voltada para calçada, os condutores devem ser extra flexíveis, sendo que as pontas dos condutores para ligação nos bornes do medidor devem receber terminais tipo ilhós (ver GED 2060). Nas conexões do borne do medidor, com condutores de secções 70 e 95 mm<sup>2</sup>, deverá ser adotado o tipo de condutor flexível classe II, para facilidade de conexão;
- O eletroduto aparente deve ser de PVC rígido rosqueável, classe A ou B, conforme NBR 6150 ou de aço carbono, conforme NBR 5597, NBR 5598 (tipo pesado) e NBR 5624 (tipo leve I) e dimensionado conforme as Tabelas 1A e 1B (Anexo A);

- O eletroduto deve ser instalado externamente ao poste particular e fixado com abraçadeiras ou cintas de aço carbono zincadas a quente ou liga de alumínio, ou arame de aço galvanizado de 14 BWG, ou fio de cobre de 2,5 mm<sup>2</sup>;
- Na extremidade superior do eletroduto aparente, deve ser instalado cabeçote de alumínio ou curva de pvc de 135° no mínimo, de forma a permitir que se faça a “pingadeira”. Entretanto deve ser homologado pela área de qualificação de fornecedores. A curva ou cabeçote deve ser de fácil acesso ao eletricitista da Distribuidora;
- Além da proteção geral instalada depois da medição, o cliente deve possuir em sua área privativa um ou mais quadros para instalação de proteção para circuitos parciais, conforme prescrição da NBR 5410;
- Devem ser previstos dispositivos de proteção contra quedas de tensão ou falta de fase;
- A medição deve ser instalada dentro da propriedade do cliente, preferencialmente no limite desta com a via pública, em parede externa da própria edificação, em varandas, em muros divisórios ou em postes;
- A caixa de medição direta deve ser instalada de maneira que sua face superior fique a uma altura compreendida entre 1,40 m e 1,60 m em relação ao piso acabado;
- O dispositivo de lacre, deverá ser colocado sempre voltado para o lado de dentro da propriedade energizada, nunca voltada para a calçada para evitar a ação dos vândalos;
- A entrada consumidora deve possuir um ponto de aterramento destinado ao condutor neutro do ramal de entrada e da caixa de medição, quando for metálica.

## **B.2 - Conexão em média tensão**

### **B.2.1 - Ramal de ligação**

De acordo com a norma GED 2855 da CPFL: “O ramal de ligação aéreo é instalado e mantido pela CPFL e constituído dos seguintes materiais: estribos, garras de linha viva, conectores, chaves fusíveis ou chaves faca, cruzetas, isoladores, condutores até o ponto de entrega e inclusive os grampos tensores, alças preformadas ou conectores paralelos na estrutura particular. E construídos conforme padrões vigentes.”

Fica a cargo do interessado a instalação de isoladores tipo disco ou pino da estrutura. Além disso, assim como nos ramais de ligação de baixa tensão, os de média tensão devem:

- Entrar pela frente do terreno, ficando livre de obstáculos, ser visível, e não cruzar terrenos de terceiros;
- Não ser acessível a por meio de balcões, terraços, janelas ou sacadas;

Por fim, devem basear-se nos desenhos 2, 3 e 4 (ANEXO B), e serem dimensionados conforme a Tabela 3 (ANEXO C).

#### **B.2.1.1 - Ramal de entrada aéreo**

Assim como na GED 2855: “Os condutores e acessórios para o ramal de entrada aéreo são dimensionados conforme Tabela 3 do documento GED-2856 e baseados nos cálculos de demanda (cap. 12). Havendo, no ponto de derivação, além das três fases, o condutor neutro da rede da CPFL, este deve ser estendido para a interligação dos sistemas de terra (CPFL e consumidor), sendo a bitola dimensionada conforme tabela 3 do documento GED2856. Vide desenhos 1-1/4, 1-2/4 e 1-3/4” (ANEXO D).



## **APÊNDICE C – PROPOSTA PUB**

## **Anexo A:**

### **Proposta de topologias preliminares para o projeto fotovoltaico**

Através de um estudo preliminar, foram escolhidas quatro abordagens para serem estudadas neste projeto, envolvendo tanto o campus 1 quanto o campus 2 da USP - São Carlos. Estas abordagens foram divididas em quatro topologias e são apresentadas abaixo.

#### **A.1 Topologia 1**

A fim de melhorar o aproveitamento de espaço do Campus II, foram escolhidas as rotatórias do Campus como local de instalação da topologia 1. Os locais onde pretende-se instalar os painéis são os espaços internos ocupados pelas rotatórias da Universidade, por ser uma área de grande espaço e inutilizada dentro das dependências.

Devido às leis brasileiras para micro e mini geração, é possível que a energia gerada no Campus II possa ser abatida até mesmo nos gastos energéticos advindos do outro Campus, o que é uma grande vantagem, visto que a maior carga consumida é do Campus I.

Uma das grandes vantagens do local da implementação é que, após conclusão do projeto, o sistema instalado pode ser utilizado como laboratório a céu aberto, já que o local possui uma extrema facilidade de acesso. Ainda, permite que se realizem estudos e se desenvolvam conhecimentos por parte dos alunos sobre essa tecnologia que atualmente é tão falada, mas, ao mesmo tempo, tão pouco estudada. Outra facilidade gerada, por se tratar de uma instalação no solo, é a facilidade de manutenção e limpeza dos painéis, já que não existe a necessidade de deslocamento de pessoas para o alto das edificações para que esse trabalho seja executado.

O Campus II da USP atualmente conta com seis rotatórias, tendo uma delas Aproximadamente 56,82 m de diâmetro, ou seja, 2.534,38 m<sup>2</sup> e as outras cinco com aproximadamente 31,19 m de diâmetro cada, possuindo 763,66 m<sup>2</sup>. A partir desses dados é possível chegar a uma área total para instalação igual a 6.352,68 m<sup>2</sup>.



Figura A1: Imagem do primeiro tipo de rotatória do campus II da USP-São Carlos



Figura A2: Imagem do segundo tipo de rotatória do campus II da USP-São Carlos

### A.2 Topologia 2:

Visando manter-se na categoria de micro geração, foi escolhida a potência máxima de 70kW para ser instalada em edifícios pelo Campus 1. Para isto foram analisados os possíveis locais de instalação, levando em consideração a proximidade e altura de outros edifícios e vegetação próxima, com o objetivo de diminuir as perdas por sombreamento.

O edifício escolhido foi o Bloco D de salas de aula, que teve sua área de telhado estimada em 600m<sup>2</sup>, e o projeto demandaria cerca de dois terços dessa área numa análise preliminar, sobrando assim uma margem de erro grande o suficiente para aumentar o espaçamento entre os módulos caso necessário. Outra possibilidade seria instalar nos dois prédios da engenharia elétrica (identificados no mapa como 3 e 4), que juntos somam 951m<sup>2</sup> de área de telhado. Também será estudado e documentado todo o processo necessário para aprovação do projeto pela ANEEL e integração à rede elétrica junto a concessionária local. Os diagramas elétricos e unifilares serão desenvolvidos, contendo dispositivos necessários para a operação do sistema e proteção do mesmo e da rede, juntamente com a estrutura para suporte e fixação dos módulos.



*Figura A3: Áreas 1 e 2: Bloco D. Áreas 3 e 4: Prédios do departamento de eng. elétrica do Campus I da USP- São Carlos*

### A.3 Topologia 3:

Tal projeto tem como finalidade o cálculo do dimensionamento e viabilidade financeira de um sistema de geração solar fotovoltaico implantado na Universidade de São Paulo (USP), mais precisamente no Campus da cidade de São Carlos. Como o consumo médio mensal do ano da USP é muito grande, de acordo com os dados de consumo obtidos do campus, o mesmo possui um gasto médio mensal de aproximadamente 1,2 GWh, o que exige uma capacidade de geração de energia fotovoltaica de 8,5 MWp. Sistema esse, que, para suprir o consumo por completo ultrapassa os limites de mini geração estipulados pela ANEEL, portanto propõe-se um sistema com geração de 1.000 kWp.

Este sistema teria como localização os terrenos ainda não ocupados por construções no Campus II da USP-SC. Por se tratar de um campus novo, existe uma grande área ainda não sendo utilizada, área cuja qual poderia ser útil para o projeto. Um sistema com capacidade de geração de 1.000 kWp necessita em torno de 5.500 m<sup>2</sup>, sendo que existe mais de um terreno com esse tamanho que poderia ser utilizado. As áreas encontradas, que possivelmente serão capazes de acomodar o sistema são ilustradas na figura a seguir. Foi escolhida a Área 3, que além de ter espaço suficiente para acomodar todos os módulos, tem uma melhor localização dentro do campus no quesito segurança e visibilidade para a população, além do desnível consideravelmente regular.



Figura A4: Terrenos disponíveis para instalação do projeto

As áreas de cada terreno são expressas na tabela a seguir.

*Tabela A.1: Áreas dos terrenos disponíveis*

<b>N°</b>	<b>Área (m<sup>2</sup>)</b>
<b>1</b>	26384.0
<b>2</b>	15549.0
<b>3</b>	32322.0
<b>4</b>	12758.0
<b>5</b>	6775.0
<b>6</b>	3917.0
<b>7</b>	7534.0
<b>8</b>	6645.0
<b>9</b>	8373.0
<b>10</b>	6717.0
<b>11</b>	8789.0

Os terrenos ainda têm a vantagem de possuírem uma inclinação natural, fazendo com que haja uma economia com gastos de estruturas metálicas para evitar o sombreamento causado por um módulo sobre o outro. Além da maneira que a instalação será feita sobre o solo, tem-se a vantagem de se trabalhar com ângulo azimutal aumentando a capacidade de geração das placas, e ainda na inclinação ideal para a região de São Carlos, gerando energia elétrica em seu ponto ótimo de operação.

#### **A.4 Topologia 4:**

Pensando nas vantagens ambientais e também econômicas da energia solar que surgiu a proposta de instalar painéis solares no Campus I, localizado na região central da cidade de São Carlos. Além de suprir parte da grande quantidade de energia elétrica requisitada pelo Campus, esta proposta reduziria os gastos da instituição com a compra de energia e ampliaria as pesquisas na área da geração fotovoltaica, unindo a alta incidência de luz solar disponível à pesquisa e desenvolvimento em um dos polos tecnológicos do Estado de São Paulo.

Este estudo propõe a instalação dos painéis na área verde do campus localizada próxima à entrada principal (portaria da arquitetura), onde não há sombreamentos e já existe um relevo relativamente favorável, com área disponível de 829 m<sup>2</sup>. Alia-se à possibilidade de transformar a instalação em um laboratório a

céu aberto, incentivando as pesquisas relacionadas à esta forma de geração. A área especificada está demarcada na figura abaixo. Ao decorrer do projeto serão avaliadas as áreas de instalação quanto à sua capacidade de geração para que se enquadre na categoria de minigeração (até 1000 kWp), bem como a viabilidade econômica da instalação e seu retorno futuro.



Figura A5: Área verde disponível no Campus 1 para a instalação

#### A.5 Resumo das Propostas das Topologias

Para resumir as topologias foi construída a seguinte matriz de resumo da localização, área preliminar, previsão de potência, justificativas e observações das propostas:

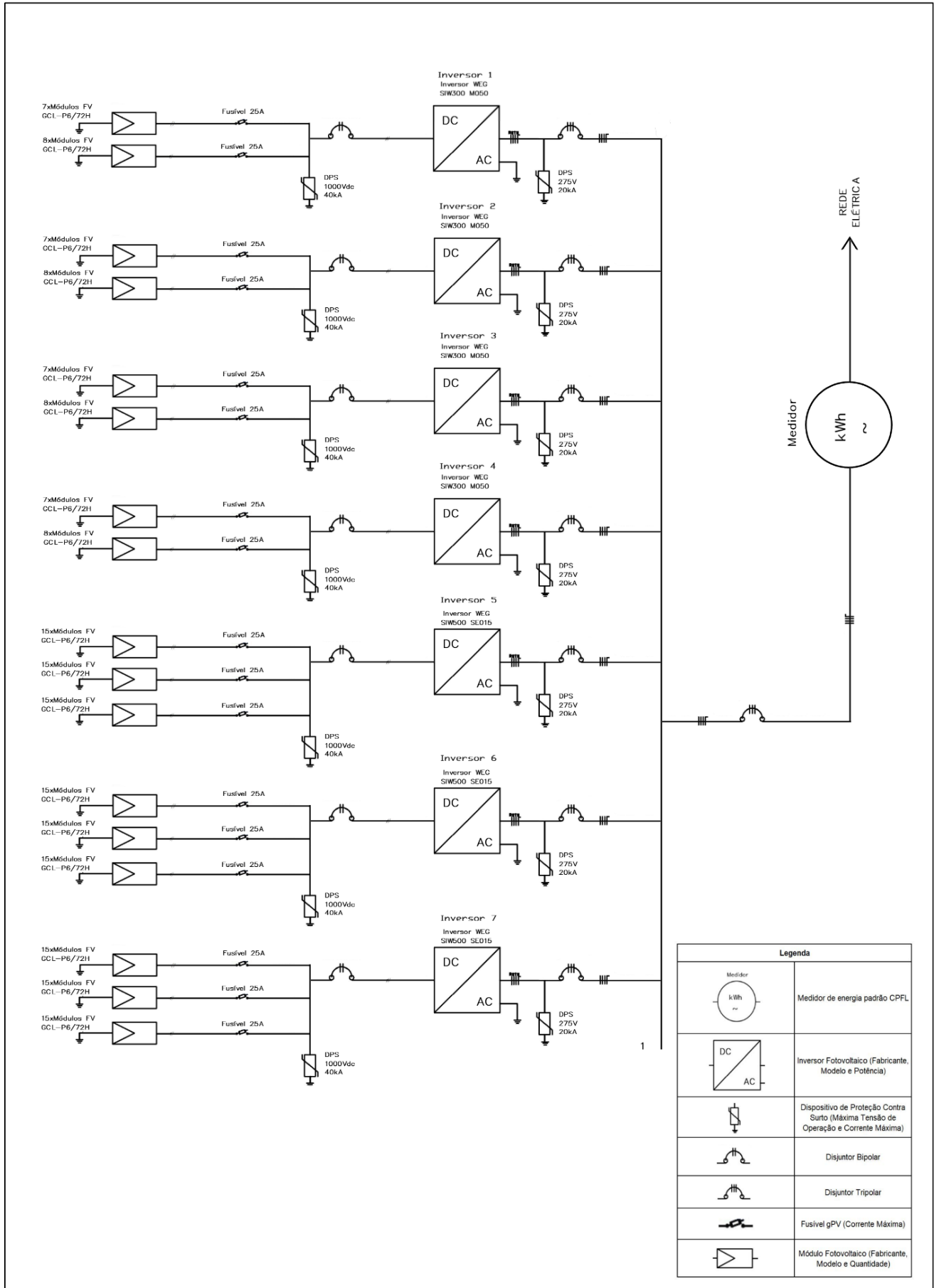
Tabela A2: Topologias preliminares no método eficiente para instalação fotovoltaica

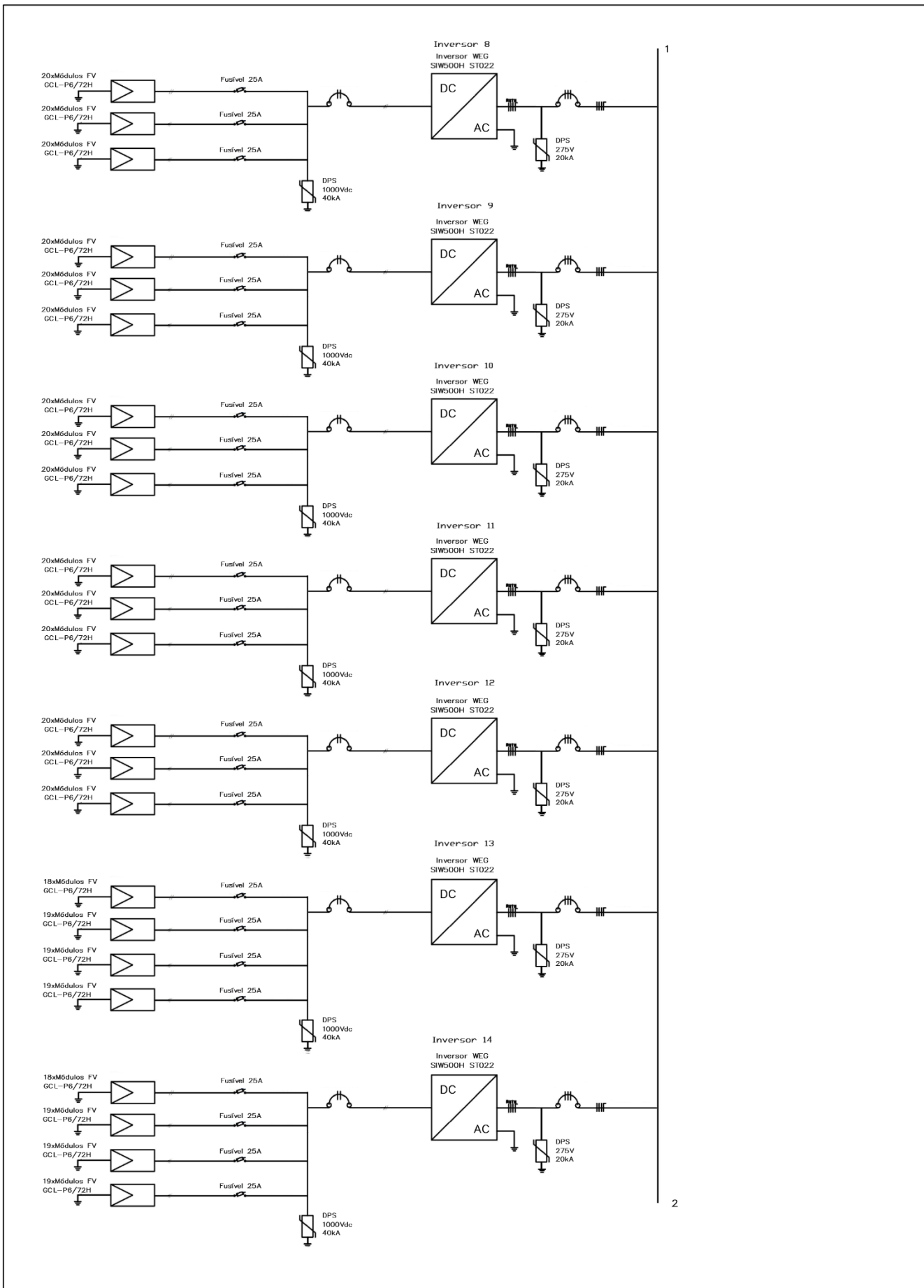
	Localização	Lugar	Área Preliminar	Previsão de Potência	Justificativa/Observações
1	Campus 2	Rotatórias	6.352,88m <sup>2</sup> .	106 kWp	-Fácil acesso, instalação sobre o solo (ângulo azimutal zero) -Possibilidade de uso como laboratório pelos estudantes de engenharia elétrica da USP.

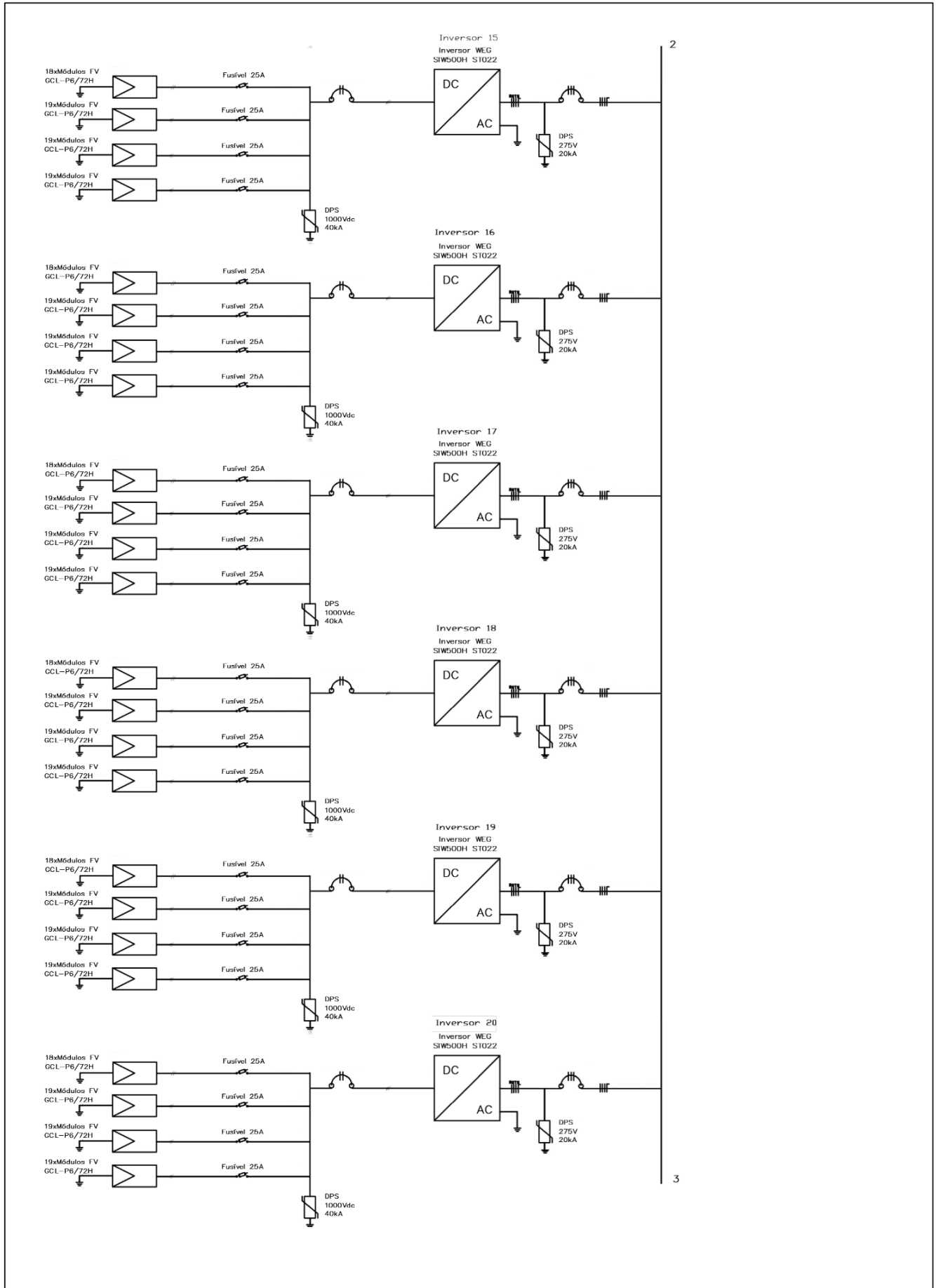
					- Caso se gera mais de 75kW se enquadrará como minigeração e é necessário tomar atenção às normas da concessionária para a implementação real.
2	Campus 1	Bloco D, Dpto. da Eng. Elétrica	600m <sup>2</sup> e 951 m <sup>2</sup>	70 kWp e 70 kWp	-Fácil acesso -Visibilidade para a entrada da USP. -Por se tratar de micro-geração (P<75kW), existe facilidade para ser aprovado pela concessionária (normas simples)
3	Campus 2	Área 3 (vide mapa Topologia 3)	5.500 m <sup>2</sup>	1.000 kWp	-Instalação sobre o solo (ângulo azimutal zero) e inclinação dos módulos sendo a ótima da região. - Por se tratar de minigeração é necessário tomar atenção às normas da concessionária para a implementação real
4	Campus 1	Área Verde (vide mapa Topologia 4)	829 m <sup>2</sup>	130 kWp	-Instalação sobre o solo e topologia favorável. - Caso se gera mais de 75kW se enquadrará como minigeração e é necessário tomar atenção às normas da concessionária para a implementação real.

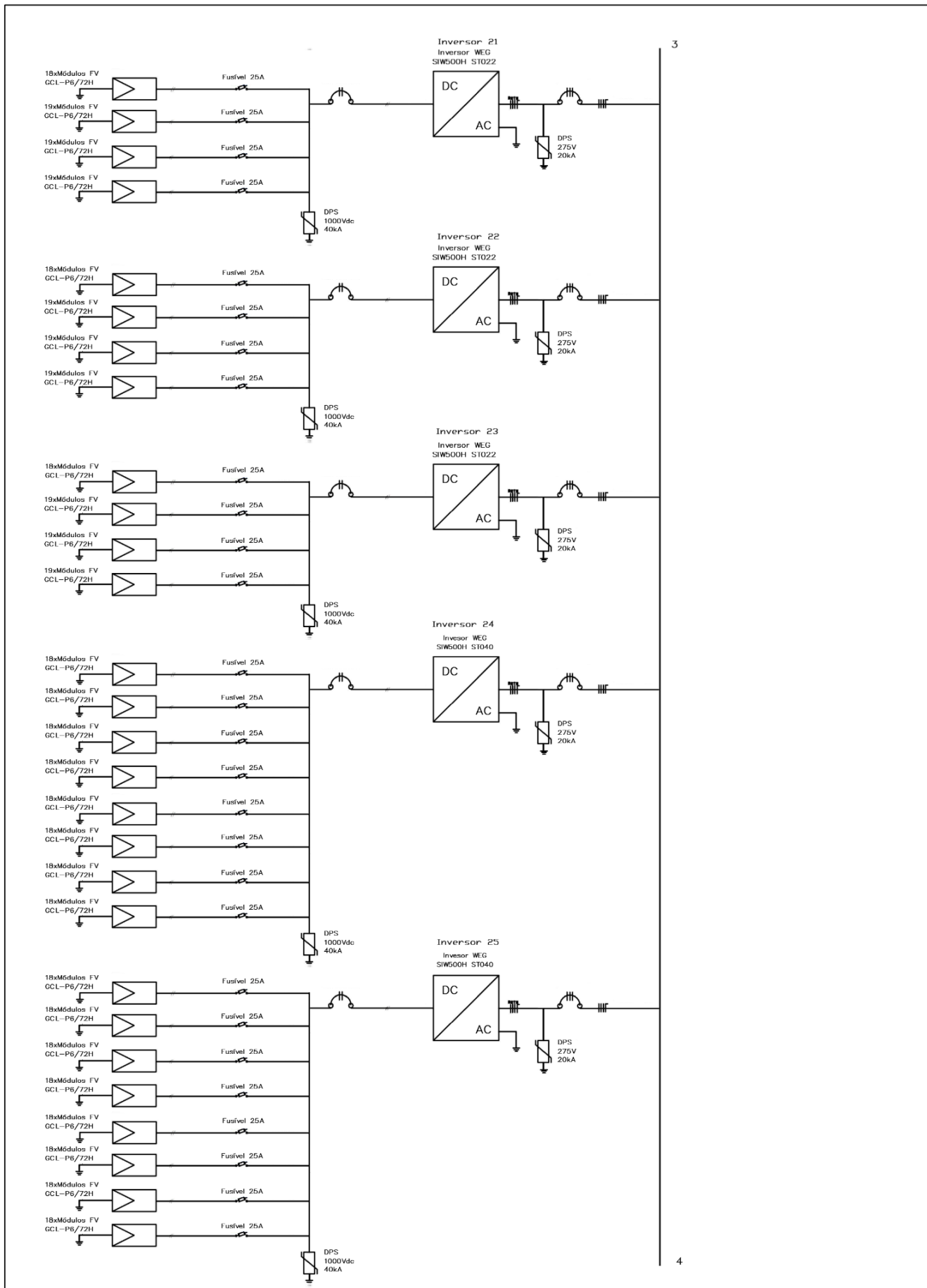
Onde o desvio azimutal do sol é definido como o ângulo entre a projeção do raio solar no plano horizontal e a direção norte-sul.

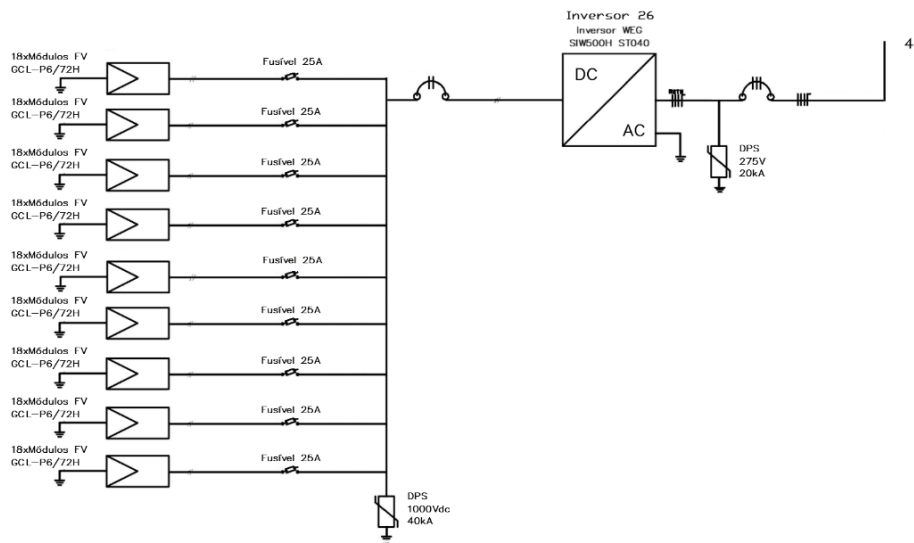
## APÊNDICE C – DIAGRAMA UNIFILAR



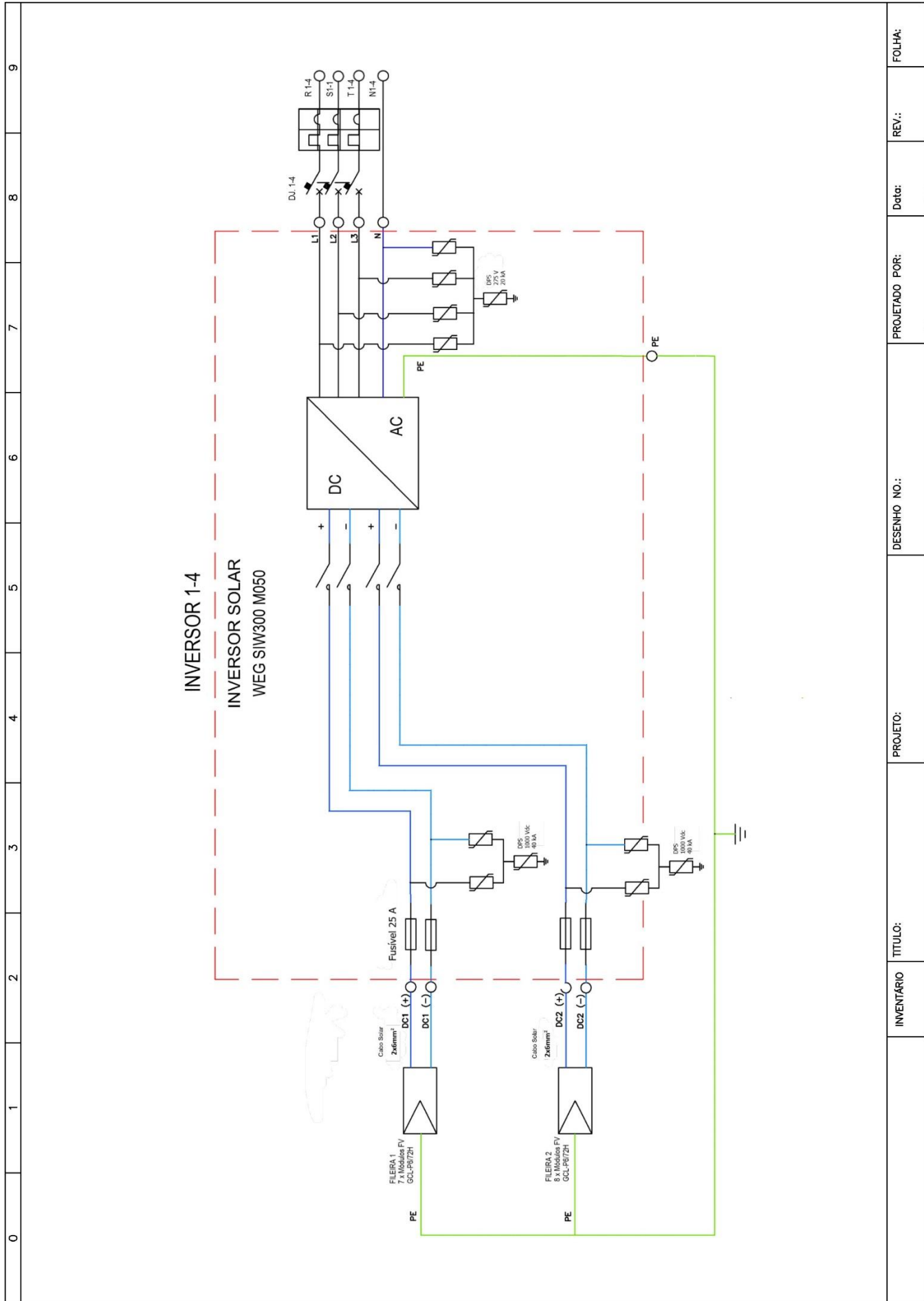








## APÊNDICE D – DIAGRAMA MULTIFILAR



INVENTÁRIO

TÍTULO:

PROJETO:

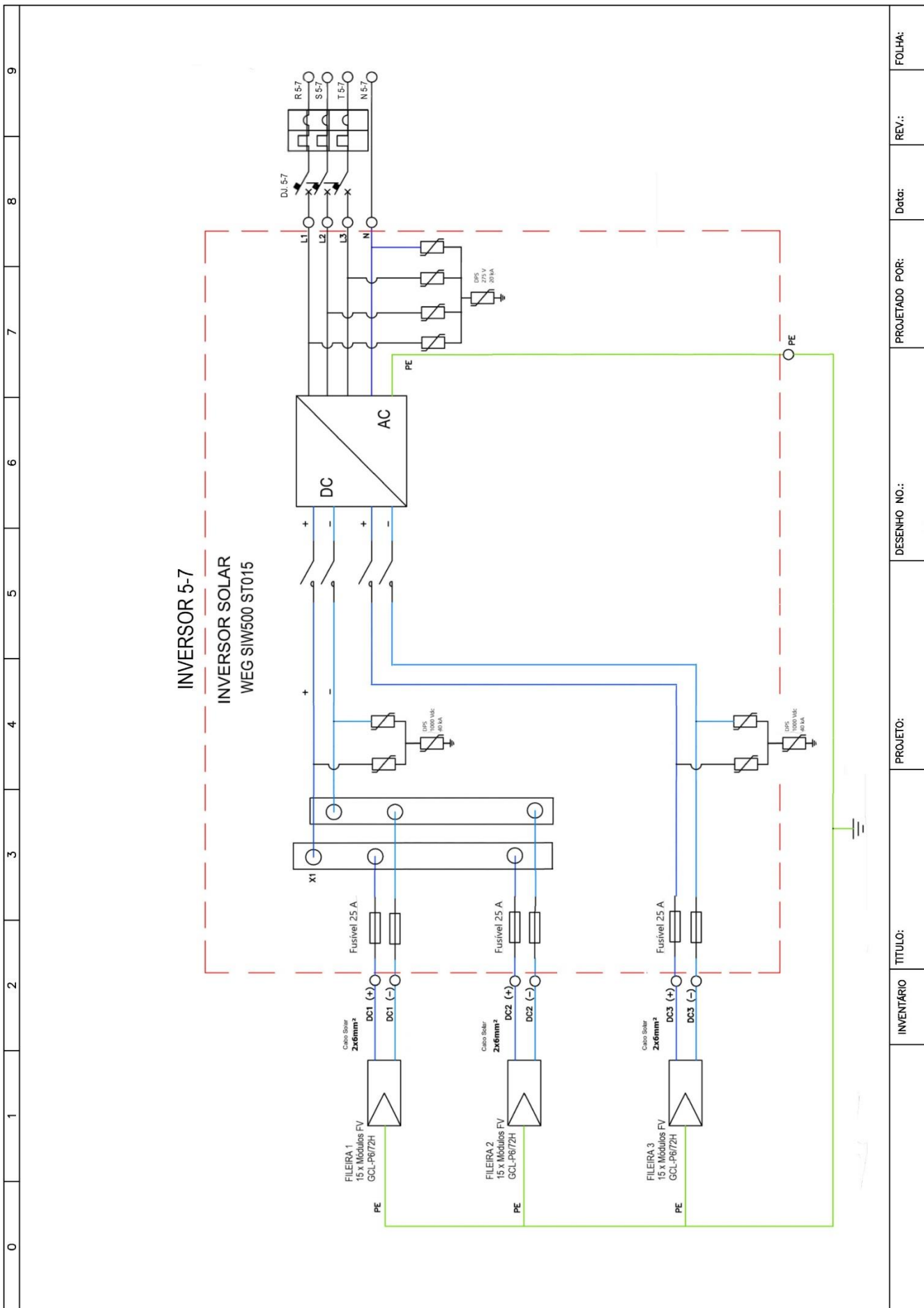
DESENHO NO.:

PROJETADO POR:

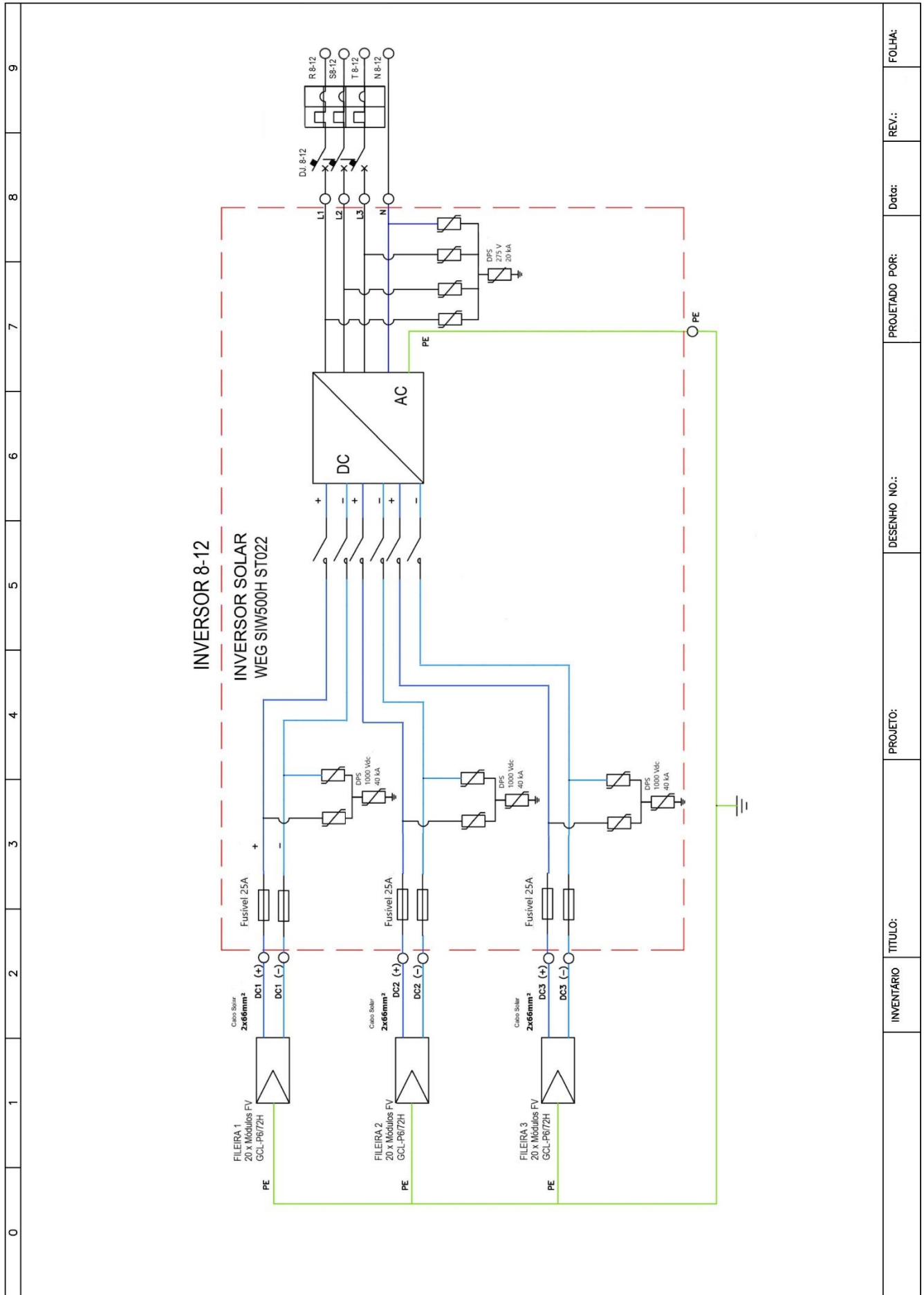
Data:

REV.:

FOLHA:

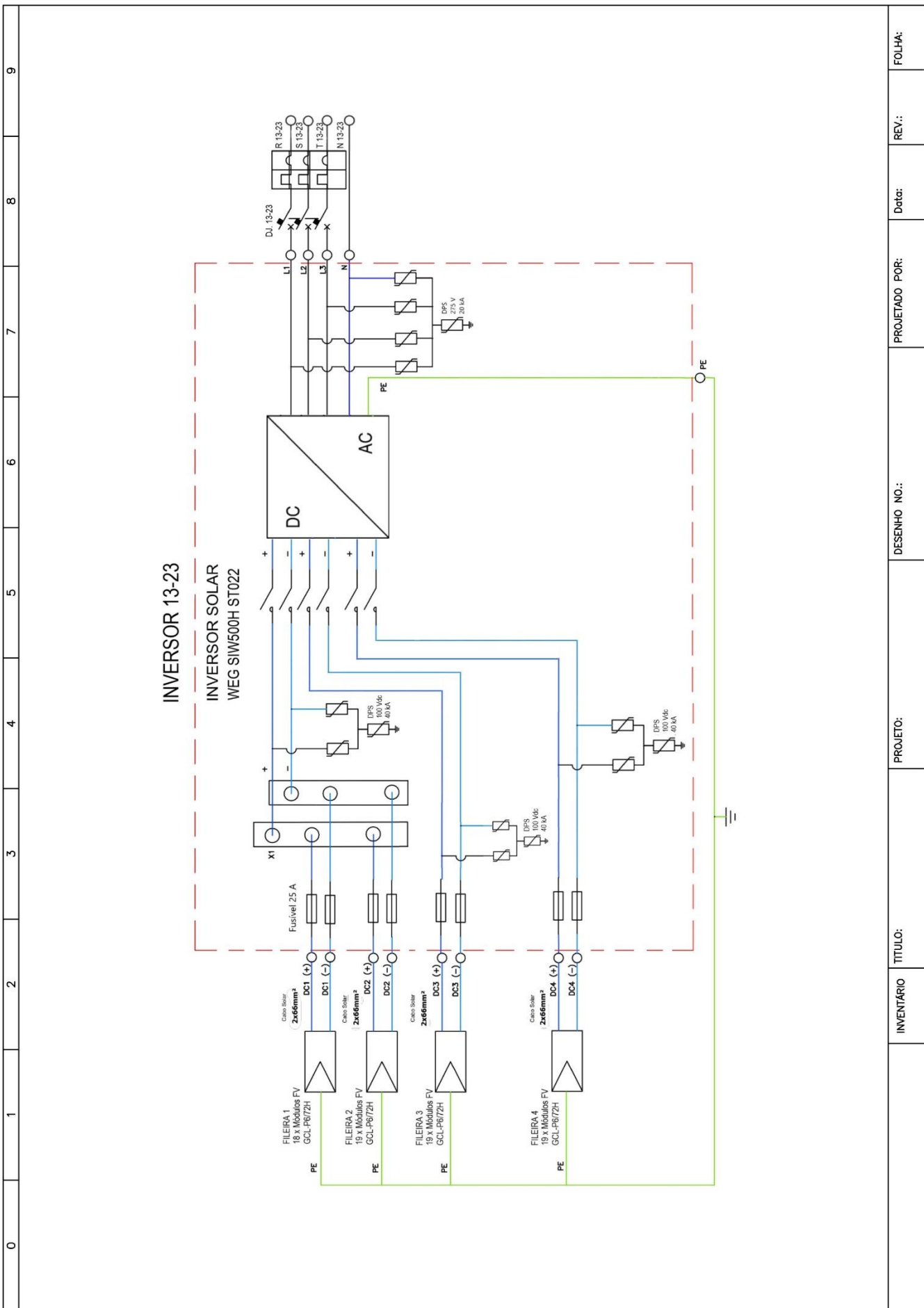


0	1	2	3	4	5	6	7	8	9
<p><b>INVERSOR 5-7</b>  <b>INVERSOR SOLAR</b>  <b>WEG SIW500 ST015</b></p>									
<p>INVENTÁRIO</p>									
<p>TÍTULO:</p>									
<p>PROJETO:</p>									
<p>DESENHO NO.:</p>									
<p>PROJETADO POR:</p>									
<p>Data:</p>									
<p>REV.:</p>									
<p>FOLHA:</p>									



0	1	2	3	4	5	6	7	8	9
---	---	---	---	---	---	---	---	---	---

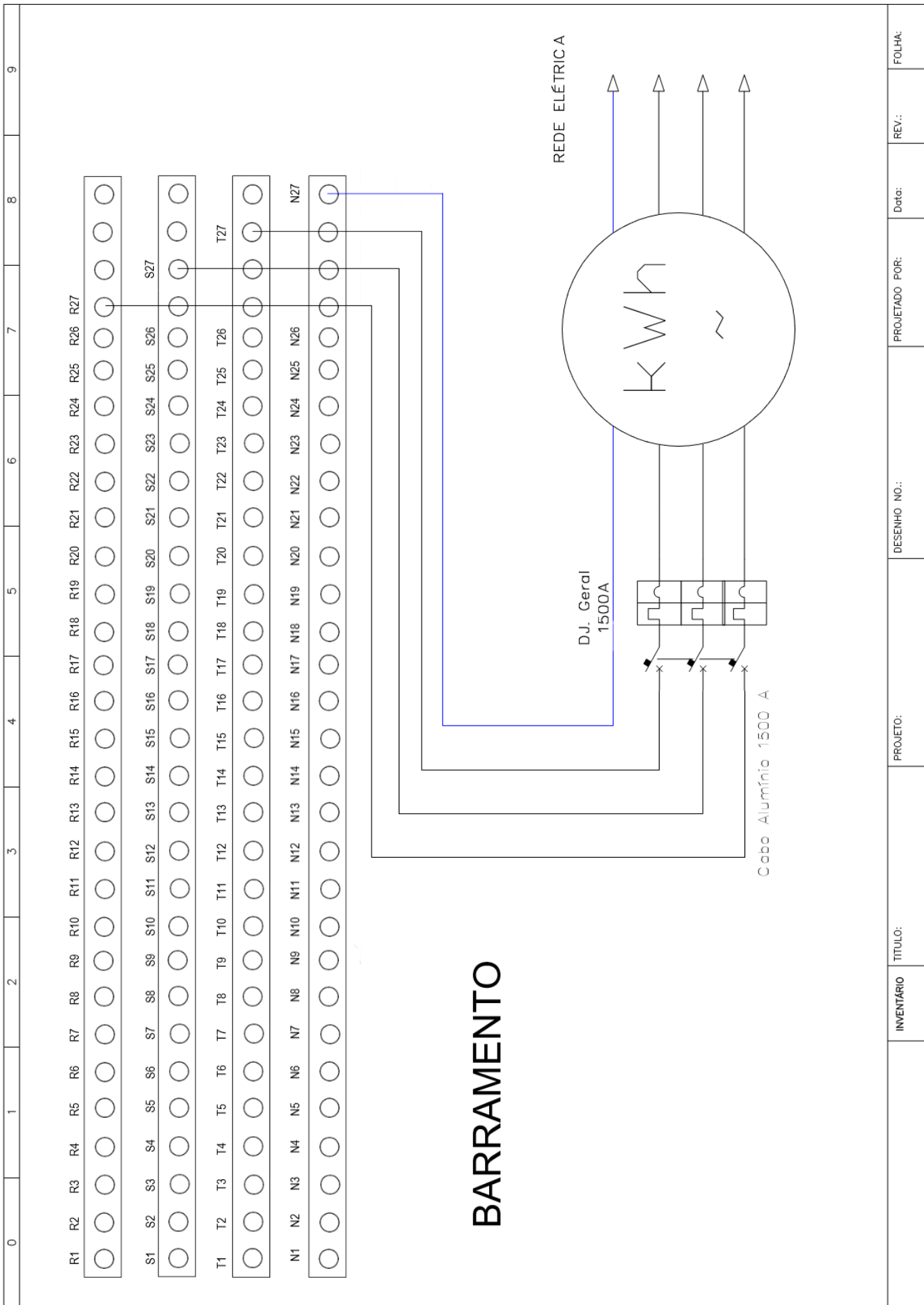
INVENTÁRIO	TÍTULO:	PROJETO:	DESENHO NO.:	PROJETADO POR:	Data:	REV.:	FOLHA:
------------	---------	----------	--------------	----------------	-------	-------	--------



0	1	2	3	4	5	6	7	8	9
---	---	---	---	---	---	---	---	---	---

INVENTÁRIO	TÍTULO:	PROJETO:	DESENHO NO.:	PROJETADO POR:	Data:	REV.:	FOLHA:
------------	---------	----------	--------------	----------------	-------	-------	--------






INVENTÁRIO	TÍTULO:	PROJETO:	DESENHO NO.:	PROJETADO POR:	Data:	REV.:	FOLHA:
------------	---------	----------	--------------	----------------	-------	-------	--------



## ANEXO A – Tabelas 1A e 1B GED 13

	Tipo de Documento: Norma Técnica
	Área de Aplicação: Distribuição
	Título do Documento: Fornecimento em Tensão Secundária de Distribuição

Cate- goria	Carga Instal. Individual ou Soma de 2 ou mais Clientes (CI) KW	Demanda Individual ou de 2 ou mais Clientes (KVA)	LIMITAÇÃO MOTORES (cv)		CABO PVC mm <sup>2</sup> BWF 70°C 750 V	CAIXA	DIS- JUN- TOR (A)	ELETRO- DUTO mm (pol)	ATERRAMENTO		POSTE CAIXA INCORPORADA (dan)		PON- TA- LETE	RAMAL DE LIGAÇÃO
			FN (*)	FF (**)					CON- DU- TOR mm <sup>2</sup>	ELETRO- DUTO mm (pol)	Face A Frontal	Face B Lateral		
A1 (*)	C ≤ 6	-	1		6		32	32 (1)	6		90 - MINI ou 100 - MULTI 100	140 - MINI ou 200 -MULTI 100	10mm <sup>2</sup> - Duplex	
A2 (*)	C ≤ 12	-	2		16	II (**) ou IV (**)	63	32 (1)	10		100 - MULTI 100	100 - MULTI 100	10mm <sup>2</sup> - Triplex 16mm <sup>2</sup> - Triplex neutro isolado	
B1	12 < C ≤ 18	-	2	3	16		63	40 (1 1/4)	10				16mm <sup>2</sup> - Triplex	
B2	18 < C ≤ 25	-	2	5	25		80	40 (1 1/4)	10				25mm <sup>2</sup> - Triplex	
C1	D ≤ 23		2	3	15	III ou V	63	40 (1 1/4)	10	20 (1/2)	100 - MULTI 100	200 - MULTI 100	10mm <sup>2</sup> - Quadruplex	
C2	23 < D ≤ 30		2	5	20		80	40 (1 1/4)	10				16mm <sup>2</sup> - Quadruplex	
C3	30 < D ≤ 38		3	7,5	25		100	40 (1 1/4)	10				25mm <sup>2</sup> - Quadruplex	
C4 (****)	38 < D ≤ 47		5	7,5	30	H + T Opção na la M + T	125	50 (1 1/2)	16				35mm <sup>2</sup> - Quadruplex	
C5 (****)	47 < D ≤ 57		7,5	10	40 (****)		150	60 (2)	25		300 - MULTI 200	600 - MULTI 200	50mm <sup>2</sup> - Quadruplex	
C6 (****)	57 < D ≤ 76		7,5	15	50 (****)		200	60 (2)	35				70mm <sup>2</sup> - Quadruplex	

(\*) Para redes de distribuição na qual o neutro não está disponível, situação não padronizada, a carga instalada máxima é 18 ou 25 kW (equivalente à B1 e B2), e o fornecimento será feito por sistema monofásico, dois fios, fase-fase.

(\*\*) Quando houver previsão de aumento de carga além da categoria de atendimento B2, recomenda-se o uso de caixas do tipo III ou V, de forma a evitar-se reformas de padrão de entrada. Neste caso, observar também o dimensionamento do poste e eletrodutos.


(\*\*\*) Vide item 13 e tabela 13 para detalhes dos requisitos de partida.

(\*\*\*\*) Nos trechos de cabos entre seccionadora-medidor e medidor-proteção deverão ser utilizados condutores flexíveis. A instalação que fizer uso condutores extra-flexíveis nestes trechos não será ligada.

(\*\*\*\*\*) Quando houver previsão de aumento de carga, o cliente poderá optar por construir o padrão de entrada utilizando cabos, eletroduto e poste da categoria correspondente à carga futura. Neste caso, o disjuntor e os trechos de cabos entre a seccionadora e medidor, e entre medidor e disjuntor, deverão corresponder à categoria para qual ficará ligada.

Na RGE Sul, as categorias C4, C5 e C6 devem ser montado padrão para medição indireta.

N.Documento: 13	Categoria: Manual	Versão: 2.21	Aprovado por: Caius Vinicius S Malagoli	Data Publicação: 04/05/2018	Página: 63 de 135
--------------------	----------------------	-----------------	--	--------------------------------	----------------------


	Tipo de Documento: Norma Técnica
	Área de Aplicação: Distribuição
	Título do Documento: Fornecimento em Tensão Secundária de Distribuição

**Tabela 1B**  
**Dimensionamento do Ramal de Entrada – Tensão 220/380V**

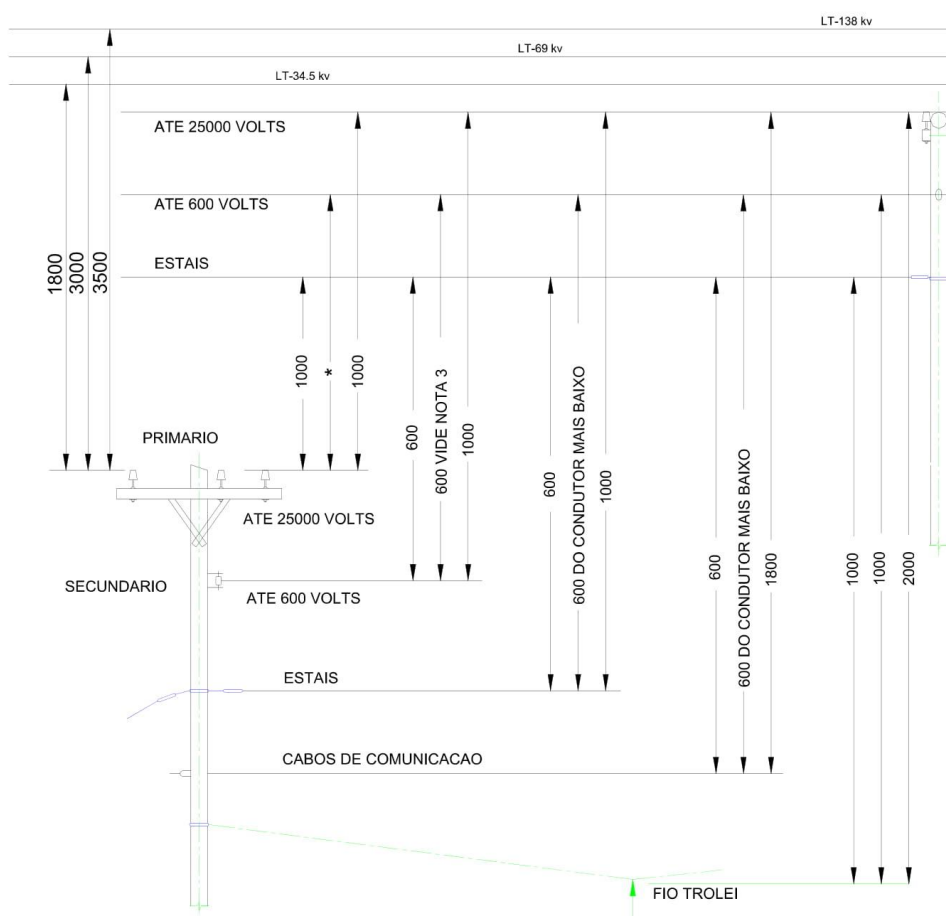
Categoria	Carga Instalada Individual ou de 2 Clientes ou mais (C) KW	Demanda Individual ou de 2 Clientes ou mais (kVA)	LIMITAÇÃO MOTORES (cv)			CABO PVC mm <sup>2</sup> BWF 70°C 750 V	CAIXA	DIS-JUNTOR (A)	ELETRO-DUTO mm (pol)	ATERRAMENTO		POSTE (daN)	PONTA-LETE	RAMAL DE LIGAÇÃO
			F	FF	FFF					CON-DUTOR mm <sup>2</sup>	ELETRO-DUTO mm (pol)			
A3	C ≤ 10	-	3			6		32	32 (1)	6			10mm <sup>2</sup> - Duplex	
A4	C ≤ 15	-	5			16	II(*)	63	32 (1)	10		60,33 x 3,35 (DIÂMETRO EXT. X ESPESURA)	16mm <sup>2</sup> - Duplex	
B3	15 < C ≤ 25	-	5	10		16	IV(*)	63	40 (1 ½)	10			16mm <sup>2</sup> - Triplex	
C7		D ≤ 26	3	5	20	10		40	40 (1 ½)	10			10mm <sup>2</sup> - Quadruplex	
C8		26 < D ≤ 40	3	5	30	16	III	63	40 (1 ½)	10			16mm <sup>2</sup> - Quadruplex	
C9		40 < D ≤ 46	5	10	30	25	ou V	80	40 (1 ½)	10			25mm <sup>2</sup> - Quadruplex	
C10		46 < D ≤ 66	7,5	12	40	35		100	40 (1 ½)	10	200		35mm <sup>2</sup> - Quadruplex	
C11		66 < D ≤ 82	7,5	12	50	50	L+T	125	50 (1 ½)	16			35mm <sup>2</sup> - Quadruplex	

(\*) Quando houver previsão de aumento de carga além da categoria de atendimento B2, recomenda-se o uso de caixas do tipo III ou V, de forma evitar-se reformas do padrão de entrada. Neste caso, observar também o dimensionamento do poste e eletro dutos. Na RGE E RGE SUL, a categoria C11 deve ser montado padrão para medição indireta, as caixas devem ser conforme desenho 8.

## ANEXO B – Desenhos 2 a 4

	Tipo de Documento: Norma Técnica
	Área de Aplicação: Distribuição
	Título do Documento: Fornecimento em Tensão Primária 15kV, 25kV e 34,5kV - Volume 4.1 - Desenhos


### DES.2 - AFASTAMENTOS MÍNIMOS – CIRCUITOS DIFERENTES



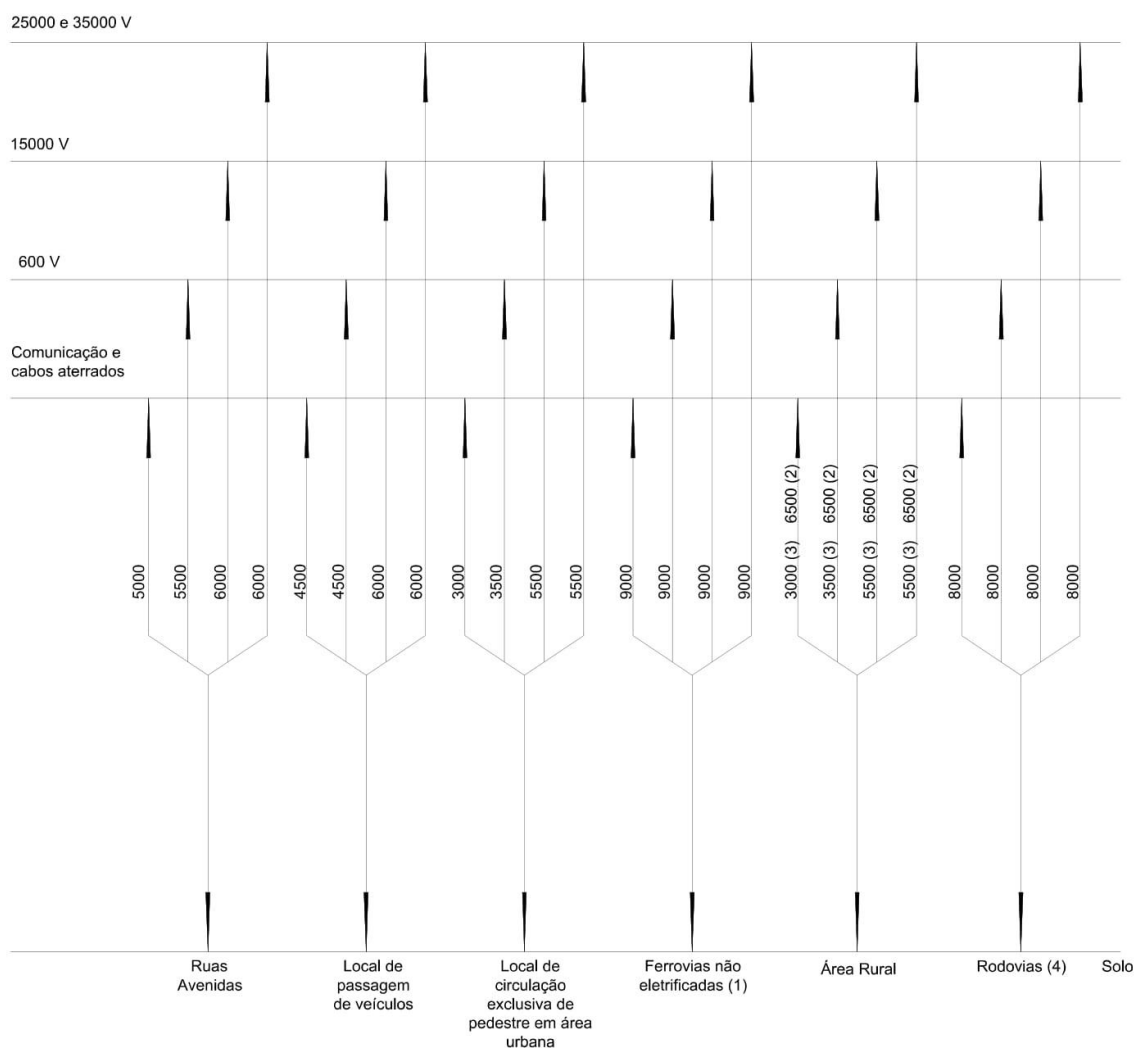
#### NÓTAS:

- 1) O asterisco \* indica que a linha de menor tensão não deve passar por cima da de maior tensão.
- 2) Quando a soma das distâncias do ponto de cruzamento aos postes mais próximos nas duas linhas exceder a 30 metros, todos os afastamentos devem ser aumentados de 5 centímetros para cada 3 metros de excesso até 60 metros. Acima de 60 metros todos os afastamentos devem ser aumentados de 5 centímetros para cada 6 metros de excesso.
- 3) Condutores secundários eletricamente semelhantes e da mesma fonte, apoiados em armações secundárias, deverão se cruzar no mesmo nível, sendo devidamente ligados no cruzamento.
- 4) Quando as linhas de transmissão são de outras empresas, obedecer os afastamentos por elas indicados.

N.Documento: 2859	Categoria: Manual	Versão: 2.5	Aprovado por: Paulo Ricardo Bombassaro	Data Publicação: 25/11/2015	Página: 5 de 44
----------------------	----------------------	----------------	---	--------------------------------	--------------------

	Tipo de Documento: Norma Técnica
	Área de Aplicação: Distribuição
	Título do Documento: Fornecimento em Tensão Primária 15kV, 25kV e 34,5kV - Volume 4.1 - Desenhos


### DES.3 - AFASTAMENTOS MÍNIMOS – CONDUTOR AO SOLO



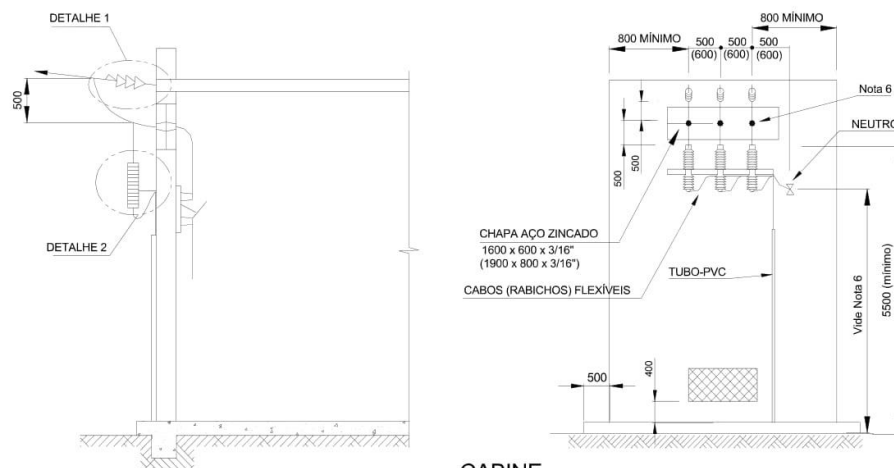
#### NOTAS:

- 1) Em ferrovias eletrificadas ou eletrificáveis, a distância mínima do condutor ao bolete do trilho é de 12 metros.
- 2) Estradas e áreas de plantio com tráfego de máquinas agrícolas.
- 3) Locais acessíveis exclusivamente a pedestres.
- 4) O afastamento de 8 metros deve ser obedecido em qualquer ponto da faixa de servidão da rodovia.
- 5) Os valores indicados pelas cotas são para as condições de flecha máxima.

N.Documento: 2859	Categoria: Manual	Versão: 2.5	Aprovado por: Paulo Ricardo Bombassaro	Data Publicação: 25/11/2015	Página: 6 de 44
----------------------	----------------------	----------------	---	--------------------------------	--------------------

	Tipo de Documento: Norma Técnica
	Área de Aplicação: Distribuição
	Título do Documento: Fornecimento em Tensão Primária 15kV, 25kV e 34,5kV - Volume 4.1 - Desenhos

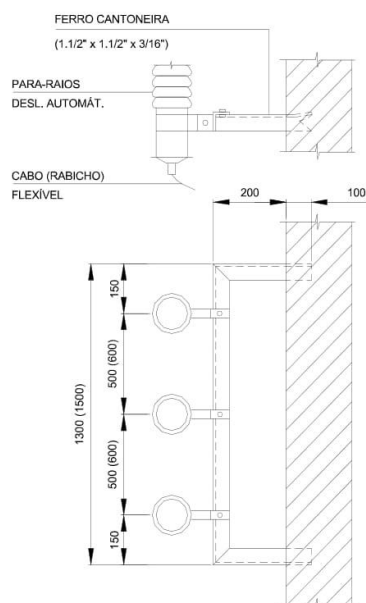
### DES.4 - RAMAL DE ENTRADA - DETALHES



### CABINE



### CADEIA DE ISOLADORES (DETALHE - 1)



### SUPOORTE DOS PARA-RAIOS (DETALHE - 2)

#### NOTAS:


- 1) QUANDO O PONTO DE FIXAÇÃO DOS ISOLADORES FICAR MAIS BAIXO DO QUE O PONTO DE DERIVAÇÃO NA REDE, UTILIZAR A FIXAÇÃO INVERTIDA.
- 2) AS FERRAGENS DEVERÃO SER ZINCADAS.
- 3) O CONDUTOR DE DESCIDA DO ATERRAMENTO DOS PÁRA - RAIOS DEVE SER PROTEGIDO COM TUBO DE PVC OU DE AÇO-CARBONO ZINCADO POR IMERSÃO A QUENTE.
- 4) AS DIMENSÕES INDICADAS ENTRE PARÊNTESES DEVEM SER OBSERVADAS PARA SISTEMAS DE CLASSES 25kV E 34,5kV.
- 5) A DESCIDA DO CABO DE ATERRAMENTO DOS PÁRA-RAIOS PODE SER FEITA INTERNAMENTE À CABINE.
- 6) A ALTURA DA FIXAÇÃO DOS CABOS DEVE CONSIDERAR OS AFASTAMENTOS MÍNIMOS APRESENTADOS NO DESENHO 2.

N.Documento: 2859	Categoria: Manual	Versão: 2.5	Aprovado por: Paulo Ricardo Bombassaro	Data Publicação: 25/11/2015	Página: 7 de 44
----------------------	----------------------	----------------	---	--------------------------------	--------------------

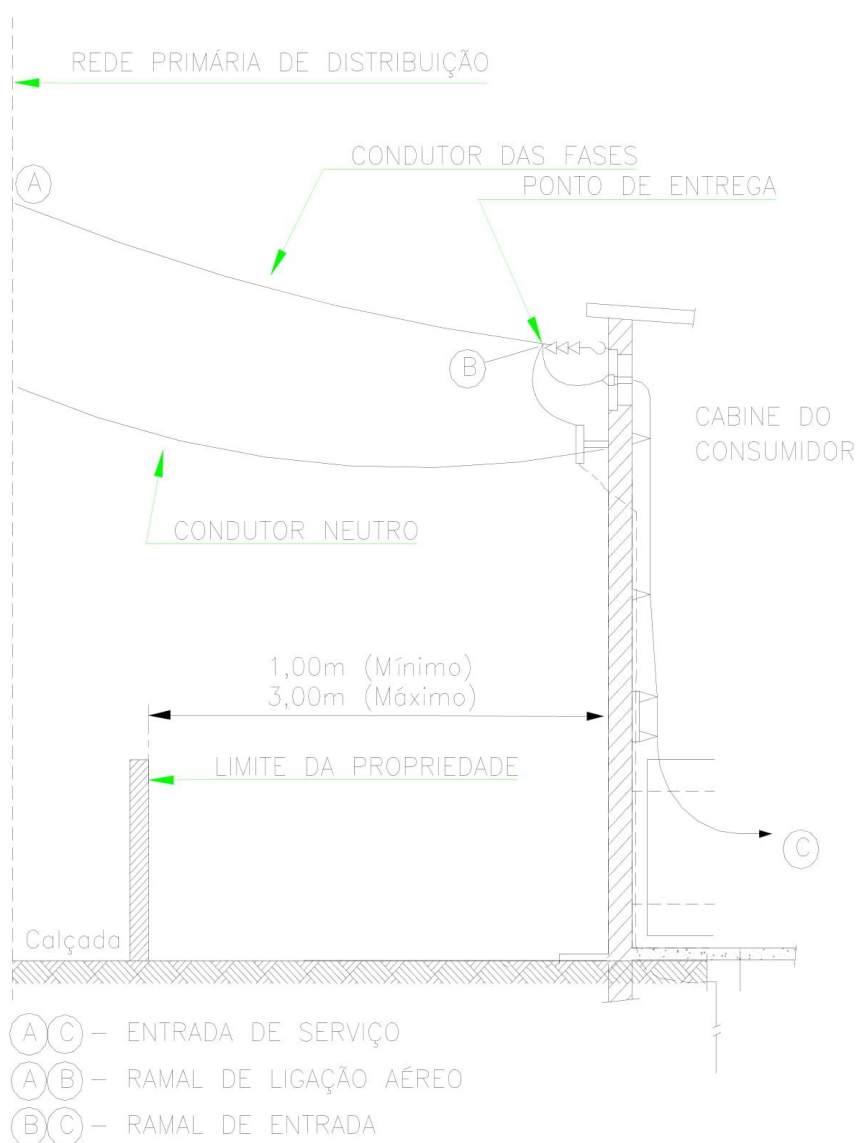
**ANEXO C – Tabela 3 (GED2856)****Tabela 3 - Taxa Máxima de Ocupação dos Eletrodutos/Tubos, por Cabos de Baixa Tensão Isolados.**

<b>Número de Cabos</b>	<b>Taxa Máxima de Ocupação</b>
1	0,53
2	0,31
3	0,40
4	0,40
Mais de 4	0,40


## ANEXO D – Desenhos 1\_1 - 1\_4

	Tipo de Documento: Norma Técnica
	Área de Aplicação: Distribuição
	Título do Documento: Fornecimento em Tensão Primária 15kV, 25kV e 34,5kV - Volume 4.1 - Desenhos

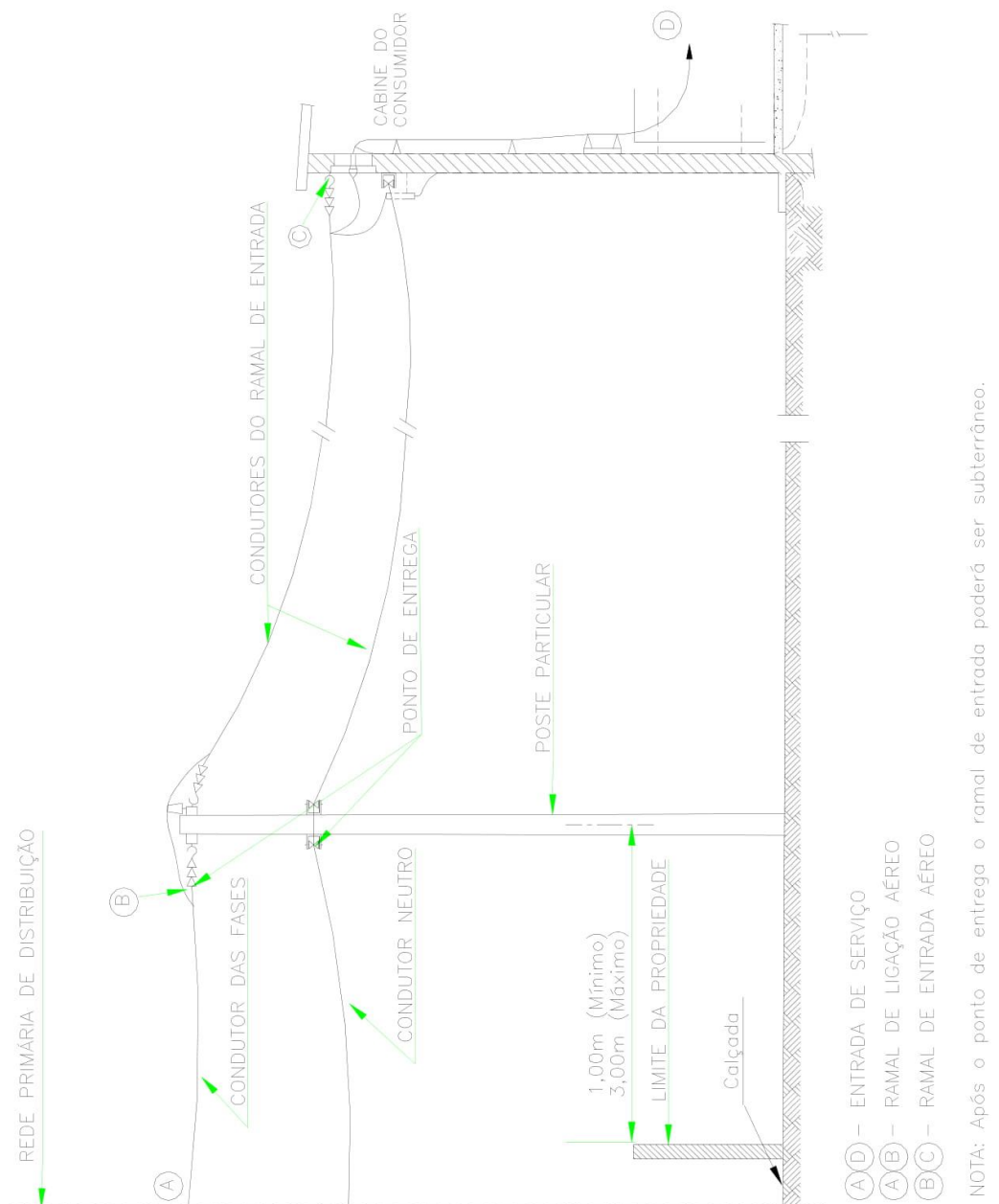
### DES.1-1/4 - ENTRADA DE SERVIÇO – PONTO DE ENTREGA (Desenho Ilustrativo)




N.Documento: 2859	Categoria: Manual	Versão: 2.5	Aprovado por: Paulo Ricardo Bombassaro	Data Publicação: 25/11/2015	Página: 1 de 44
----------------------	----------------------	----------------	---	--------------------------------	--------------------

	Tipo de Documento: Norma Técnica
	Área de Aplicação: Distribuição
	Título do Documento: Fornecimento em Tensão Primária 15kV, 25kV e 34,5kV - Volume 4.1 - Desenhos

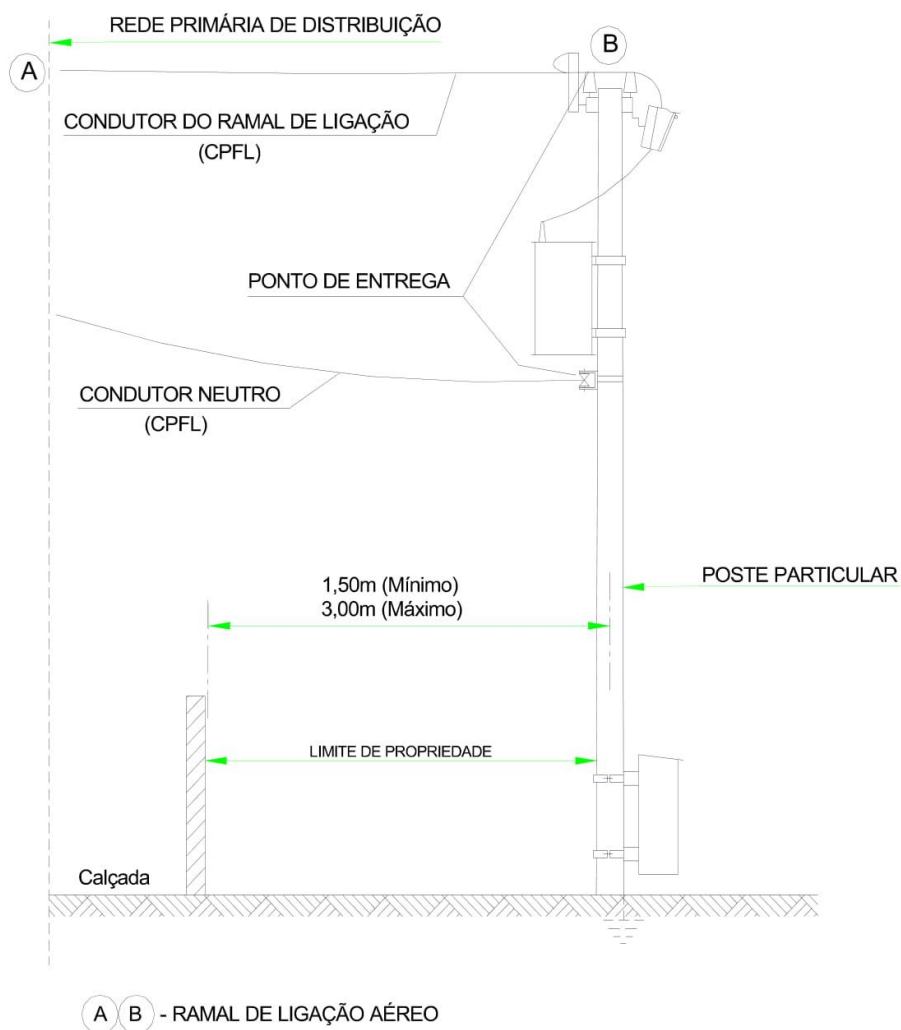
### DES.1-2/4 - ENTRADA DE SERVIÇO – PONTO DE ENTREGA (Desenho Ilustrativo)



N.Documento: 2859	Categoria: Manual	Versão: 2.5	Aprovado por: Paulo Ricardo Bombassaro	Data Publicação: 25/11/2015	Página: 2 de 44
----------------------	----------------------	----------------	---	--------------------------------	--------------------

	Tipo de Documento: Norma Técnica
	Área de Aplicação: Distribuição
	Título do Documento: Fornecimento em Tensão Primária 15kV, 25kV e 34,5kV - Volume 4.1 - Desenhos


### DES.1-3/4 - ENTRADA DE SERVIÇO – PONTO DE ENTREGA (Desenho Ilustrativo)



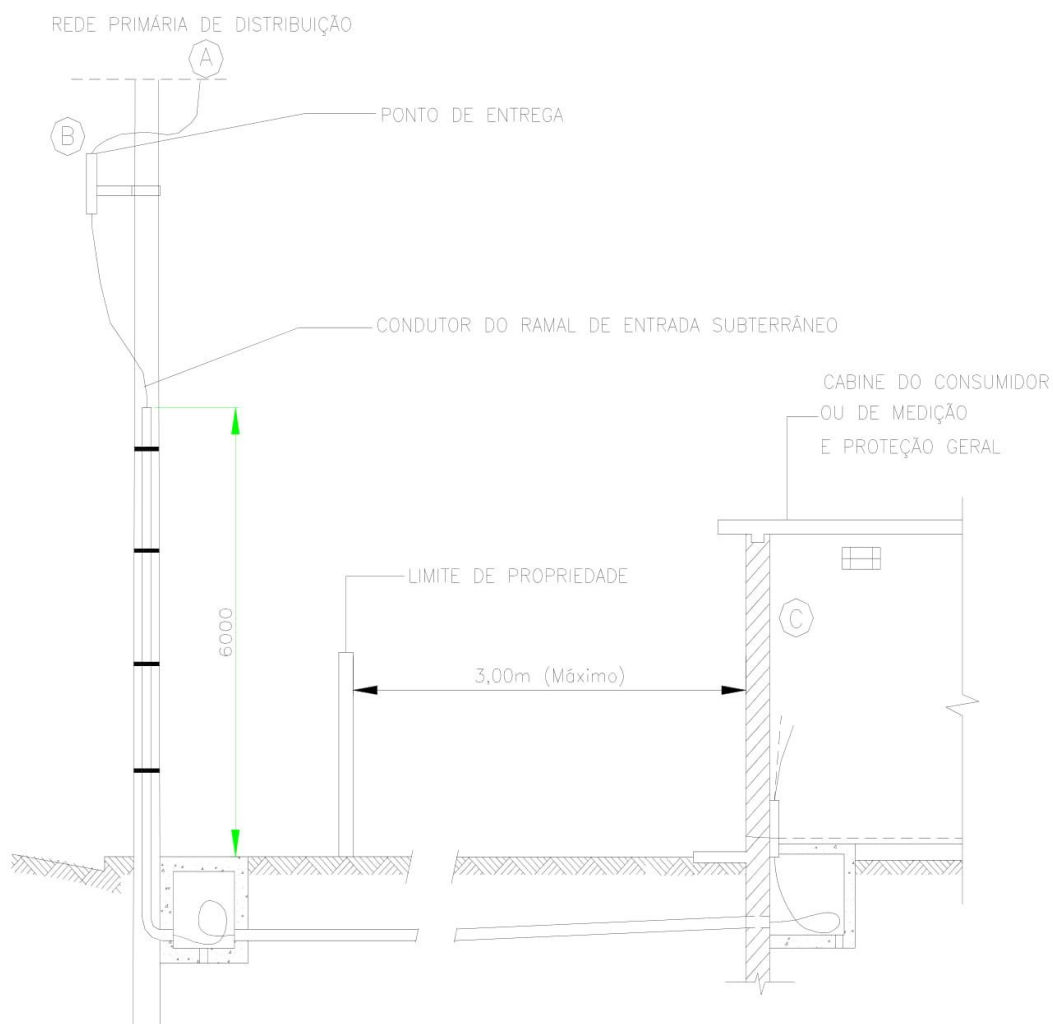
#### NOTAS:

- 1) Para cabos com bilotas superiores a 2AWG de alumínio, os encabeçamentos deverão ser feitos com isoladores de disco ou poliméricos.
- 2) Em situações onde a distância entre o poste da CPFL e o poste do cliente não ultrapassar 5 metros, e houver acesso ao poste particular sem adentrar à propriedade, a chave-fusível da derivação do ramal poderá ser eliminada e a numeração operativa deverá ser feita no poste particular, onde está instalada a chave-fusível do cliente. Nesta situação a posição as posições do transformador e da chave-fusível devem ser invertidas, de modo que as chaves fiquem voltadas para a via pública, deve-se observar os afastamentos de segurança entre fase-fase e fase-terra.

N.Documento: 2859	Categoria: Manual	Versão: 2.5	Aprovado por: Paulo Ricardo Bombassaro	Data Publicação: 25/11/2015	Página: 3 de 44
----------------------	----------------------	----------------	---	--------------------------------	--------------------

	Tipo de Documento: Norma Técnica
	Área de Aplicação: Distribuição
	Título do Documento: Fornecimento em Tensão Primária 15kV, 25kV e 34,5kV - Volume 4.1 - Desenhos


### DES.1-4/4 - ENTRADA DE SERVIÇO – PONTO DE ENTREGA (Desenho Ilustrativo)



- (A) (C) – ENTRADA DE SERVIÇO
- (A) (B) – RAMAL DE LIGAÇÃO
- (B) (C) – RAMAL DE ENTRADA SUBTERRÂNEO

N.Documento: 2859	Categoria: Manual	Versão: 2.5	Aprovado por: Paulo Ricardo Bombassaro	Data Publicação: 25/11/2015	Página: 4 de 44
----------------------	----------------------	----------------	---	--------------------------------	--------------------

## ANEXO E – Painel GCL-P6/72H 330



# GCL-P6/72H

HIGH EFFICIENCY  
MULTICRYSTALLINE MODULE

GCL-P6/72H 320-340 Watt

## 340<sup>W</sup>

MAXIMUM POWER OUTPUT

## 17.5%

MAXIMUM MODULE EFFICIENCY

## 0~+5<sup>W</sup>

POWER OUTPUT GUARANTEE

### Trust GCL to Deliver Reliable Performance Over Time

- World-class manufacturer of crystalline silicon photovoltaic modules
- Fully automatic facility and world-class technology
- Rigorous quality control to meet the highest standard:  
ISO9001:2008, ISO 14001: 2004 and OHSAS: 18001 2007
- Tested for harsh environments (salt mist, ammonia corrosion and sand blowing test: IEC 61701, IEC 62716, DIN EN 60068-2- 68)
- Long term reliability tests
- 2\*100% EL inspection ensuring defect-free modules

### LINEAR PERFORMANCE WARRANTY

10 Years Product Warranty    25 Years Linear Power Warranty



-  Ideal choice for large scale utility solar plant
-  Selected encapsulating material and stringent production process control ensure product highly PID resistant
-  Passed sand blowing test, salt mist test and ammonia test, flexible for harsh environments
-  Optimized system performance by module level current sorting
-  Special cell process ensures great performance in low irradiance environment
-  High quality wafer plus advanced cell technology guarantee high module efficiency
-  High transparent self-cleaning tempered glass increases module power output and ensures easy maintenance

Additional insurance backed by Swiss RE



Bringing Green Power to Life

# GCL-P6/72H

HIGH EFFICIENCY MULTICRYSTALLINE MODULE

## ELECTRICAL SPECIFICATION (STC)

TYPE (STC)	GCL-P6/72H 320	GCL-P6/72H 325	GCL-P6/72H 330	GCL-P6/72H 335	GCL-P6/72H 340
Maximum Power $P_{max}$ (W)	320	325	330	335	340
Maximum Power Voltage $V_{mp}$ (V)	37.4	37.6	37.8	38.0	38.2
Maximum Power Current $I_{mp}$ (A)	8.56	8.64	8.73	8.82	8.90
Short Circuit Current $I_{sc}$ (A)	9.17	9.24	9.33	9.41	9.49
Open Circuit Voltage $V_{oc}$ (V)	45.8	46.0	46.2	46.4	46.6
Module Efficiency (%)	16.5	16.7	17.0	17.3	17.5
Power Output Tolerance $P_m$ (W)	0~+5				

Values at Standard Test Conditions STC (Air Mass 1.5, Irradiance 1000W/m<sup>2</sup>, Cell Temperature 25 °C).

## ELECTRICAL SPECIFICATION (NOCT)

Maximum Power $P_{max}$ (W)	231.20	234.61	237.71	240.37	243.95
Maximum Power Voltage $V_{mp}$ (V)	34.10	34.30	34.50	34.70	34.90
Maximum Power Current $I_{mp}$ (A)	6.78	6.84	6.89	6.93	6.99
Short Circuit Current $I_{sc}$ (A)	7.38	7.46	7.58	7.63	7.68
Open Circuit Voltage $V_{oc}$ (V)	42.5	42.7	42.9	43.1	43.3

NOCT: Irradiance at 800W/m<sup>2</sup>, Ambient Temperature 20 °C, Wind Speed 1m/s.

## MECHANICAL DATA

Solar Cells	Poly 156x156mm (6 inches)
Cell Orientation	72 Cells (6x12)
Module Dimensions	1956x992x40mm (77 x 39.05 x 1.57 inches)
Weight	22.5kg/26kg
Glass	High transparency solar glass 3.2mm (0.13 inches) or 4mm (0.16 inches)
Backsheet	White
Frame	Silver, anodized aluminium alloy
J-Box	IP67 Rated
Cables	4.0mm <sup>2</sup> (0.006 inches <sup>2</sup> ), 1200mm (47.2 inches)
Connector	Original MC4 or Compatible
Wind Load/ Snow Load	2400Pa/5400Pa*

\*For more details please check the installation manual of GCLSI

## TEMPERATURE RATINGS

Nominal Operating Cell Temperature (NOCT)	45±2°C
Temperature Coefficient of $P_{max}$	-0.41% / °C
Temperature Coefficient of $V_{oc}$	-0.32% / °C
Temperature Coefficient of $I_{sc}$	+0.055% / °C

## MAXIMUM RATINGS

Operational Temperature	-40~+85°C
Maximum System Voltage	1500V DC(IEC)
Max Series Fuse Rating	15A

## WARRANTY

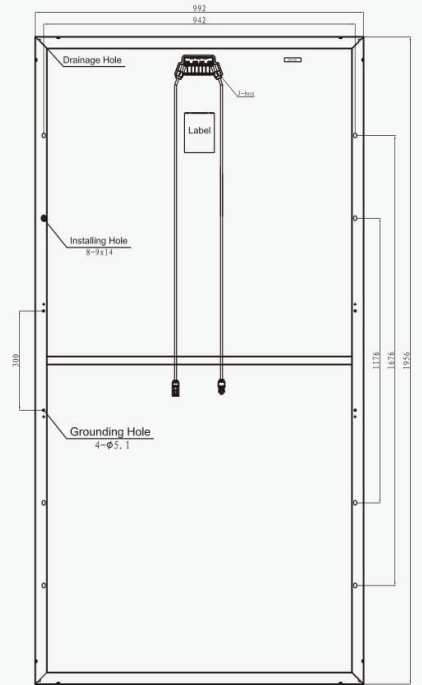
- 10 years Product Workmanship Warranty
- 25 years linear Power Warranty

(Please refer to GCL standard warranty for details)

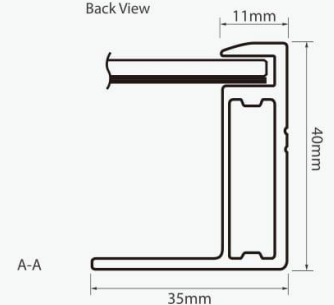
## PACKAGING CONFIGURATION

- Modules per box: 26 pieces
- Modules per 40' container: 624 pieces

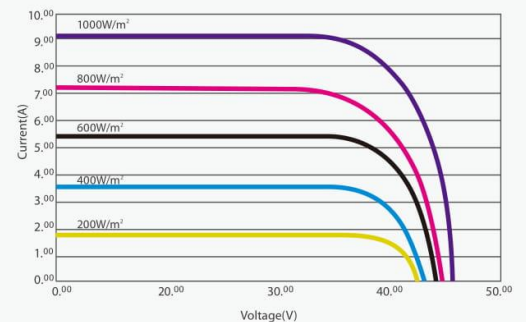
## MODULE DIMENSION



Back View



## I-V CURVES OF MODULE (315W)



Excellent performance under weak light conditions: at an irradiance intensity of 200W/m<sup>2</sup> W/m(AM 1.5, 25 °C), 96.5% or higher of the STC efficiency (1000 W/m<sup>2</sup>) is achieved



Bringing Green Power to Life  
<http://en.gclsi.com>

GCL-EN-P6/72-2016-V2.0

CAUTION: READ INSTALLATION MANUAL BEFORE USING THE PRODUCT

©2016 GCL System Integration Technology Co., Ltd. All rights reserved. Specifications included in this datasheet are subject to change without notice.

## ANEXO F – Inversor WEG Modelo SIW300 M050



### Tecnologia de ponta que define o padrão, conceitos que você pode contar e detalhes que são simplesmente superiores

O Inversor SIW300 M050 é a solução ideal para os mais exigentes geradores fotovoltaicos. Ele é flexível em suas aplicações pois possui 2 MPPT, eficiente atingindo 97%, possui alto rendimento em dias nublados e é fácil de usar.

- Design altamente flexível reduz as exigências de cabeamento;
- Eficiência máxima de 97% garante alto rendimento;
- Você só precisa de uma conexão à Internet para monitorar seu sistema fotovoltaico;
- Excelente rendimento em sombra parcial;
- Possibilita a instalação dos painéis em até duas direções e/ou ângulos diferentes;
- Dois rastreadores MPP com controle operacional expansível OptiTrac® Global Peak;
- Instalação fácil e profissional, mesmo em paredes que não são completamente planas;
- Visor de Produção de Energia no inversor;
- Silencioso e de baixa manutenção.
- Certificações: INMETRO, AS 4777, C10/11, CE, CEI 0-21, EN 50438, G59/3, G83/2, IEC 61727, MEA4, NEN-EN50438, NRS 097-2-1, PEA4



Modelo	SIW300 M050
Tensão máxima	750 V
Faixa de tensão MPPT	175-500 V
Tensão nominal	400 V
Corrente máxima / por string	15 / 15 A
Número de MPPTs / Strings por MPPT	2 / 2
Potência nominal	4.600 W
Tensão nominal	220 V
Faixa de tensão	180-280 V
Frequência da rede	60 Hz
Corrente máxima	22 A
Eficiência máxima	97%
Dimensões (C / A / L) em mm	490 / 519 / 185
Massa	26 kg
Faixa de temperatura de operação	-25...+60 °C
Grau de proteção (IEC 60529)	IP65
Categoria climática (IEC 60721-3-4)	4K4H
Topologia	Transformerless
Refrigeração	Convecção natural
Ruído	<25 dB
Garantia	Bluetooth / Ethernet

## ANEXO G – Inversor WEG Modelo SIW500 ST015



**Tecnologia de ponta que define o padrão, conceitos que você pode contar e detalhes que são simplesmente superiores**

O Inversor WEG SIW500 ST025 é o inversor ideal para grandes sistemas fotovoltaicos na área comercial e industrial. A sua eficiência de 98,3% permite-lhe não só assegurar rendimentos extraordinariamente elevados, como também oferecer uma elevada flexibilidade de dimensionamento e compatibilidade com muitos módulos fotovoltaicos disponíveis, graças ao seu conceito multistring aliado a um intervalo de tensão de entrada alargado. A orientação para o futuro traduz-se na integração de novas funções de gestão da rede como, p. ex., o Integrated Plant Control, que permite ao inversor executar sozinho uma regulação da potência reativa no ponto de ligação à rede.



Modelo	SIW500 ST010	SIW500 ST012	SIW500 ST015	SIW500 ST025
	Entrada (CC)			
Tensão máxima	1.000 V			
Faixa de tensão MPPT	370...800 V	440...800 V	360...800 V	390...800 V
Tensão nominal	580 V		600 V	
Corrente máxima / por string	18 / 10 A		40 / 12,5 A	
Número de MPPTs / Strings por MPPT	2 / 2		2 / A:5, B:1	
	Saída (CA)			
Potência nominal	10.000 W	12.000 W	15.000 W	25.000 W
Tensão nominal	380 V			
Faixa de tensão	160-280 V		180-280 V	
Frequência da rede	60 Hz			
Corrente máxima	14,5 A	17,4 A	24 A	36,2 A
Eficiência máxima	98%	98,3 %	98,2%	98,3%
	Dados gerais			
Dimensões (C / A / L) em mm	470 / 730 / 240		665 / 690 / 265	
Massa	37 kg	38 kg	59 kg	61 kg
Faixa de temperatura de operação	-25...+60 °C			
Grau de proteção (IEC 60529)	IP65			
Categoria climática (IEC 60721-3-4)	4K4H			
Topologia	Transformerless			
Refrigeração	Opticool			
Ruído	40 dB		51 dB	
Comunicação	Bluetooth / Ethernet			

## ANEXO H – Inversor WEG Modelo SIW500H ST022



### Inversor String SIW500H - ST022

#### Inteligente

- 3 MPPTs para adaptação versátil a diferentes tipos ou quantidades de módulos construídos com diferentes alinhamentos
- Monitoramento inteligente de 6 strings e 80% de economia de tempo na detecção de falhas
- Portas RS485 e USB para conectividade e gerenciamento de dados
- Display LCD gráfico local e monitoramento remoto

#### Eficiente

- Eficiência máx. de 98,6%, eficiência europeia de 98,3%
- Fácil instalação com peso de 48 kg

#### Seguro

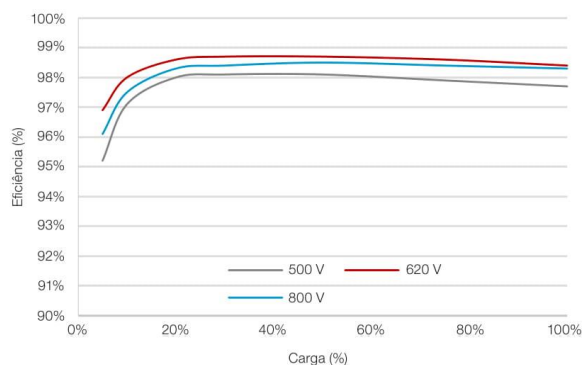
- Seccionadora CC integrada, segurança e praticidade para manutenção
- Supressores de surto Tipo II para CC e CA
- Proteção contra falta à terra
- Proteção contra corrente de fuga (DR)

#### Confiável

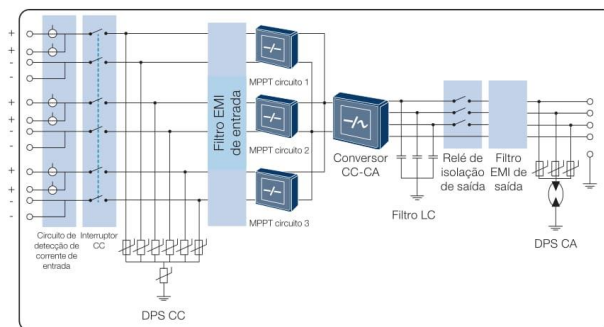
- Sem necessidade de ventiladores externos, pois conta com tecnologia de resfriamento natural
- Grau de proteção IP65



#### Curva de Eficiência



#### Diagrama do Circuito



## Inversor String SIW500H - ST022

Especificações técnicas	SIW500H - ST022
<b>Eficiência</b>	
Eficiência máx.	98,6%
<b>Entrada</b>	
Tensão de entrada máx.	1.000 V
Corrente máx. por MPPT	18 A
Faixa de tensão MPPT em máxima potência	480 V ~ 800 V
Número máx. de entradas	6
Número de rastreadores MPPT	3
<b>Saída</b>	
Potência ativa CA nominal	20.000 W
Tensão de saída nominal (FN/FF)	220 V (F-N) / 380 V (F-F), 230 V / 400 V, 3F+N+PE
Frequência de rede CA nominal	60 Hz
Corrente de saída máx.	33,4 A
Fator de potência ajustável	0,8 LG ... 0,8 LD
Distorção harmônica total máx.	<3%
<b>Proteção</b>	
Seccionadora no lado de entrada	Sim
Proteção anti-ilhamento	Sim
Proteção contra polaridade CC invertida	Sim
Monitoramento de falha de string no arranjo PV	Sim
Supressor de surto CC	Tipo II
Supressor de surto CA	Tipo II
Monitoramento da isolamento	Sim
Deteção de corrente de fuga	Sim
<b>Comunicação</b>	
RS485	Sim
USB	Sim
<b>Geral</b>	
Dimensões (L x A x P)	520 x 610 x 255 mm
Peso	48 kg
Faixa de temperatura de operação	-25 °C ~ 60 °C
Grau de proteção	IP65
Consumo interno noturno	<1 W
Topologia	Sem transformador



## ANEXO I – Inversor WEG Modelo SIW500H ST04



### Inversor String SIW500H - ST040



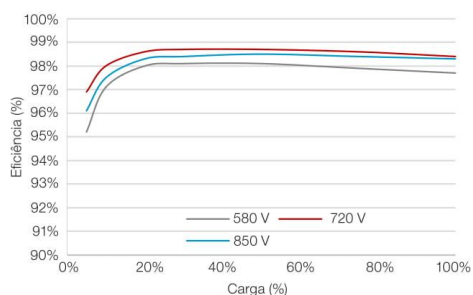
#### Inteligente

- 4 MPPTs para adaptação versátil a diferentes layouts
- Monitoramento inteligente de 8 strings e rápido diagnóstico de problemas
- Suporta Power Line Communication (PLC)
- Suporta Diagnóstico Smart String I-V

#### Eficiente

- Eficiência máx. de 98,8%, eficiência europeia de 98,6%

#### Curva de Eficiência



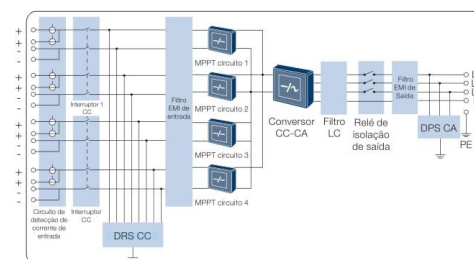
#### Seguro

- Seccionadora CC integrada, segurança e praticidade para manutenção
- Supressores de surto Tipo II para CC e CA
- Proteção contra falta à terra
- Proteção contra corrente de fuga (DR)

#### Confiável

- Sem necessidade de ventiladores externos, pois conta com tecnologia de resfriamento natural
- Grau de proteção IP65

#### Diagrama do Circuito



SIW500H - ST040

## Inversor String SIW500H - ST040

Especificações técnicas	SIW500H - ST040
<b>Eficiência</b>	
Eficiência máx.	98,8%
<b>Entrada</b>	
Tensão de entrada máx.	1.100 V
Corrente máx. por MPPT	22 A
Faixa de tensão MPPT em máxima potência	480 V ~ 850 V @ 380 V ca / 400 V ca 580 V ~ 850 V @ 480 V ca
Número máx. de entradas	8
Número de rastreadores MPPT	4
<b>Saída</b>	
Potência ativa CA nominal	40.000 W
Tensão de saída nominal (FN/FF)	220 V (F-N) / 380 V (F-F), 230 V / 400 V, 3F+N+PE; 3F+PE opcional nas configurações
Frequência de rede CA nominal	60 Hz
Corrente de saída máx. (@380 V)	60,8 A / 57,8 A / 48,2 A
Fator de potência ajustável	0,8 LG ... 0,8 LD
Distorção harmônica total máx.	<3%
<b>Proteção</b>	
Seccionadora no lado de entrada	Sim
Proteção anti-ilhamento	Sim
Proteção contra polaridade CC invertida	Sim
Monitoramento de falha de string no arranjo PV	Sim
Supressor de surto CC	Tipo II
Supressor de surto CA	Tipo II
Monitoramento da isolação	Sim
Deteção de corrente de fuga	Sim
<b>Comunicação</b>	
USB	Sim
Bluetooth +APP	Sim - Opcional
RS485	Sim
Power Line Communication (PLC)	Sim - Opcional
<b>Geral</b>	
Dimensões (L x A x P)	930 x 550 x 260 mm
Peso	55 kg
Faixa de temperatura de operação	-25 °C ~ 60 °C
Grau de proteção	IP65
Consumo interno noturno	<1 W
Topologia	Sem transformador



## ANEXO J – Cabo Condumax Solarmax Flex SN 6 mm<sup>2</sup>

Eletro Metalúrgica Ciafundi Ltda.  
Rod. Wilquem Manoel Neves, s/n - Km 3,5  
CEP 15400-000 - Olímpia, SP  
Fone: (17) 3279.3777  
Fax: (17) 3279.3718  
brena.souza@condumax.com.br  
www.condumax.com.br



### Proposta Técnica

SEGMENTO: FOTOVOLTAICO

### Cabo Solarmax Flex SN - FV 0,6/1kV

Composição do cabo → Cobre-SN + LSHF + LSHF



Desenho ilustrativo

Esta especificação fixa as condições exigíveis para a linha de cabos Solarmax Flex SN - FV 0,6/1kV, destinados aos SGFV (Sistemas Geração Fotovoltaica) on-grid ou off-grid, atendendo as exigências da norma TUV 2 Pfg 1169.

**Condutor Flexível:** Cabo formado por fios de cobre eletrolítico, estanhado, tempera mole, encordoamento classe 5. O condutor deve estar conforme a norma IEC 60228.

**Isolação:** LSHF - Composto poliolefinico termofixo, não halogenado, na cor preta, 120°C, com características especiais quanto a não-propagação, auto-extinção do fogo e baixa emissão de fumaça, livre de metais pesados, atendendo às diretivas RoHS 2000/53 CE e 2002/95 CE, com 2% de negro de fumo para a cor preta.

**Cobertura:** LSHF - Composto poliolefinico termofixo, não halogenado, com características especiais quanto a não-propagação, auto extinção do fogo e baixa emissão de fumaça, livre de metais pesados, atendendo às diretivas RoHS 2000/53 CE e 2002/95 CE, com proteção UV para os cabos coloridos e com 2% de negro de fumo para a cor preta.

**Cores da cobertura:** Preto, Vermelho, Verde/Amarelo.

**GRAVAÇÃO:** CONDUMAX SOLARMAX FLEX PV1-F (Seção) mm<sup>2</sup> AC 0,6/1kV DC 1,8kV 120C 2Pfg 1169 (Ano de Fabricação)

**Tensão de trabalho:**

- AC  $U_o/U = 0,6/1$  kV
- DC  $U_o/U = 1,1/1,8$  kV

**Temperatura ambiente:** -40°C a 90°C

**Temperatura no condutor:** 120°C

**Temperatura de curto-circuito:** 200°C (período de 5 segundos)

**Expectativa de Vida Útil:** 25 anos

**Aplicação:** Empregados na interligação entre os módulos fotovoltaicos (FV) e entre os módulos fotovoltaicos e os inversores, nos sistemas de geração de energia fotovoltaica, conectados ou não à rede de energia elétrica.

**Normas aplicáveis:**

TUV 2Pfg 1169 – Requirements for cables for use in photovoltaic-systems.

IEC 60228 – Conductor of insulated cables.

IEC 60.332 – 1- 2 – Tests on electric and optical fibre cables under fire conditions – Part 1-2:

Test for vertical flame propagation for a single insulated wire or cable – Procedure for 1kW pre-mixed flame.

**Dimensionais do Cabo:**

Seção (mm <sup>2</sup> )	Diâmetro Condutor (mm)	Resistência Elétrica máx. (Ω/km)	Capacidade Condução Corrente (A)*	Espessura Isolação (mm)	Espessura Cobertura (mm)	Diâmetro Externo (mm)	Massa (kg/km)	Acondicionamento Bobina (m)
2,50	1,9	8,21	41	0,7	0,9	5,0	44,9	2000
4,00	2,6	5,09	55	0,7	0,9	5,8	63,2	2000
6,00	3,2	3,39	70	0,7	0,9	6,3	83,0	2000
10,00	4,2	1,95	98	0,7	1,0	7,6	128,9	1000
16,00	5,2	1,24	132	0,7	1,0	8,6	183,6	1000
25,00	6,5	0,795	176	0,9	1,1	10,5	285,0	1000
35,00	7,7	0,565	218	0,9	1,1	11,8	379,8	1000

Todos os dados são nominais e sujeitos às tolerâncias previstas nas especificações.

\* Capacidade de condução de corrente considerando a temperatura ambiente de 60°C, único cabo instalado ao ar livre.

**Fatores de correção para a capacidade de condução de corrente, com temperatura ambiente superior a 60°C:**

Temperatura Ambiente	60	70	80	90	100	110
Fator	1,00	0,91	0,82	0,71	0,58	0,41

**Desenho Ilustrativo:**

## ANEXO K – Conector MC4 Multi-Contact 6 mm<sup>2</sup>

Advanced Contact Technology

Multi-Contact



STÄUBLI GROUP

### Hembra y macho de acoplamiento MC4

**Hembras y machos de acoplamiento como pieza individual** (incluyendo pieza aisladora)

PV-KBT4...

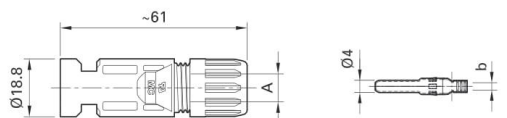
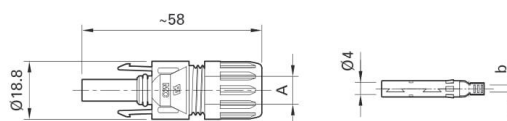


PV-KST4...



### Female and male cable coupler MC4

**Female and male cable coupler as individual part** (including insulating part)



#### Datos técnicos

Datos técnicos	Technical data	
Sistema de conectores	Connector system	Ø 4mm
Tensión nominal	Rated voltage	1000V DC (IEC) 600V DC (UL)
Corriente nominal IEC (90°C)	Rated current IEC (90°C)	17A (1,5mm <sup>2</sup> ) 22,5A (2,5mm <sup>2</sup> ; 14AWG) 30A (4mm <sup>2</sup> , 6mm <sup>2</sup> ; 10AWG) 43A (10mm <sup>2</sup> )
Corriente nominal IEC (85°C)	Rated current IEC (85°C)	39A (4mm <sup>2</sup> ; 10AWG) 45A (6mm <sup>2</sup> ; 10AWG)
Tensión de control	Test voltage	6kV (50Hz, 1min.)
Rango de temperatura ambiente	Ambient temperature range	-40°C...+90°C (IEC) -40°C...+75°C (UL) -40°C...+70°C (UL: 14AWG)
Temperatura límite superior	Upper limiting temperature	105°C (IEC)
Tipo de protección, enchufado desenchufado	Degree of protection, mated unmated	IP67, IP68 (1h/1m) IP2X
Categoría de sobretensión/Grado de suciedad	Overvoltage category/Pollution degree	CATIII/2
Resistencia de contacto de los conectores	Contact resistance of plug connectors	0,35mΩ
Clase de protección	Safety class	II
Sistema de contacto	Contact system	Láminas de contacto MC/MC Multilam
Tipo de conexión	Type of termination	Crimpeado/Crimping
Material de contacto	Contact material	Cobre, estañado/Copper, tin plated
Material aislante	Insulation material	PC/PA
Sistema de bloqueo	Locking system	Snap-in
Clase de inflamabilidad	Flame class	UL94-V0
Resistencia al amoníaco (conforme a DLG)	Ammonia resistance (acc. to DLG)	1500h, 70°C/70% RH, 750ppm
Test de rociado con niebla salina, grado de intensidad 6	Salt mist spray test, degree of severity 6	IEC 60068-2-52
Certificación TÜV	TÜV certified	R60028286
Certificación UL	UL-Recognized	E343181
Certificación CSA	CSA certified	250725



Clip de seguridad página 53  
Tapones página 55  
Juego de llaves de montaje página 61



Safety lock clip page 53  
Sealing caps page 55  
Assembly tools page 61









Instrucciones de montaje MA231  
[www.multi-contact.com](http://www.multi-contact.com)



Assembly Instructions MA231  
[www.multi-contact.com](http://www.multi-contact.com)

- Bloqueo snap-in
  - Bloqueo mediante manguito de seguridad PV-SSH4 conforme a NEC 2011, desbloqueable sólo con herramienta
  - Probada tecnología laminar MC de larga estabilidad
  - Conector probado
  - Confeccionable también para secciones transversales de 10mm<sup>2</sup>
  - También disponibles como conductores confeccionados, véase página 66
  - Conductores según requerimientos del cliente, véase página 68
- Snap-in locking
  - Locking by safety lock clip PV-SSH4 in accordance with NEC 2011, can be released only with tool
  - Proven MC-Multilam technology with high long-term stability
  - Tried and tested plug connectors
  - Available for assembly with cross-sections of 10mm<sup>2</sup>
  - Also available as ready made leads, see page 66
  - Leads made to customer's specifications, see page 68



Tipo Type	N° de pedido Order No.	Hembra de acoplamiento Female cable coupler	Macho de acoplamiento Male cable coupler	Rango de Ø del racor roscado para cables Ø range of cable gland		Sección transversal del conductor Conductor cross section			Certificaciones Approvals
				A (mm)		mm <sup>2</sup>	AWG	b (mm)	
PV-KBT4/2,5I-UR	32.0010P0001-UR	×		3 – 6		1,5; 2,5	14	3	     
PV-KST4/2,5I-UR	32.0011P0001-UR		×	3 – 6		1,5; 2,5	14	3	
PV-KBT4/2,5II-UR	32.0012P0001-UR	×		5,5 – 9		1,5; 2,5	14	3	
PV-KST4/2,5II-UR	32.0013P0001-UR		×	5,5 – 9		1,5; 2,5	14	3	
PV-KBT4/6I-UR	32.0014P0001-UR	×		3 – 6		4; 6	10	5	
PV-KST4/6I-UR	32.0015P0001-UR		×	3 – 6		4; 6	10	5	
PV-KBT4/6II-UR	32.0016P0001-UR	×		5,5 – 9		4; 6	10	5	
PV-KST4/6II-UR	32.0017P0001-UR		×	5,5 – 9		4; 6	10	5	
PV-KBT4/10II	32.0034P0001	×		5,5 – 9		10	–	7,2	
PV-KST4/10II	32.0035P0001		×	5,5 – 9		10	–	7,2	

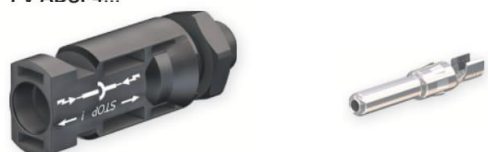
## Pasamuros hembra y macho MC4

**Pasamuros hembra y macho como pieza individual** (incluyendo pieza aisladora)

PV-ADBP4...

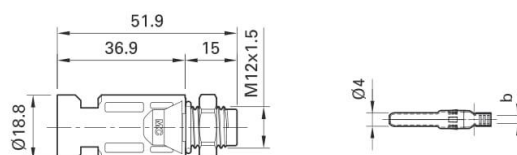
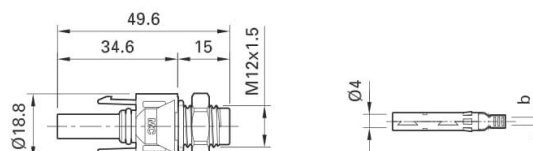


PV-ADSP4...







## Female and male panel receptacle MC4

**Female and male panel receptacles as individual part** (including insulating part)







### Datos técnicos

Datos técnicos	Technical data	
Sistema de conectores	Connector system	Ø 4mm
Tensión nominal	Rated voltage	1000V DC (IEC)
Corriente nominal IEC (90°C)	Rated current IEC (90°C)	17A (1,5mm <sup>2</sup> ) 22,5A (2,5mm <sup>2</sup> ; 14AWG) 30A (4mm <sup>2</sup> , 6mm <sup>2</sup> ; 10AWG) 43A (10mm <sup>2</sup> )
Corriente nominal IEC (85°C)	Rated current IEC (85°C)	39A (4mm <sup>2</sup> ; 10AWG) 45A (6mm <sup>2</sup> ; 10AWG)
Tensión de control	Test voltage	6kV (50Hz, 1min.)
Rango de temperatura ambiente	Ambient temperature range	-40°C...+90°C (IEC)
Temperatura límite superior	Upper limiting temperature	105°C (IEC)
Tipo de protección, enchufado desenchufado	Degree of protection, mated unmated	IP67 IP2X
Categoría de sobretensión/Grado de suciedad	Overvoltage category/Pollution degree	CATIII/2
Resistencia de contacto de los conectores	Contact resistance of plug connectors	0,35mΩ
Clase de protección	Safety class	II
Sistema de contacto	Contact system	Láminas de contacto MC MC Multilam
Tipo de conexión	Type of termination	Crimpeado Crimping
Material de contacto	Contact material	Cobre, estañado Copper, tin plated
Material aislante	Insulation material	PC/PA
Sistema de bloqueo	Locking system	Snap-in
Clase de inflamabilidad	Flame class	UL94-V0
Certificación TÜV	TÜV certified	R60028286

 **Clip de seguridad** página 53  
 **Tapones** página 55  
 **Llave de tubo** página 60  
 **Llave de desbloqueo** página 61


 Instrucciones de montaje **MA232**  
[www.multi-contact.com](http://www.multi-contact.com)

 **Safety locking clip** page 53  
 **Sealing caps** page 55  
 **Special socket wrench insert** page 60  
 **Unlocking tool** page 61

 Assembly Instructions **MA232**  
[www.multi-contact.com](http://www.multi-contact.com)

- Los conectores pasamuros MC4 conforman la interfaz entre un convertidor o carcasa de distribuidor y un string
- Montaje directamente mediante la rosca o en la placa de orificios con contratuerca (incluida en el volumen de suministro)
- Conexión rápida y limpia
- El tipo de protección IP67 garantiza una seguridad de conexión máxima
- Enchufe compatible con MC4
- MC4 panel-receptacle connectors are the interface between an inverter or junction box or junction and a branch cable
- Mounting directly by means of screw thread or in perforated plate with locknut (included in delivery)
- Rapid, precise plugging
- Protection class IP67 guarantees the highest connection safety
- Mating compatibility with MC4



Tipo Type	Nº de pedido Order No.	Hembra de acoplamiento Female cable coupler	Macho de acoplamiento Male cable coupler	Sección transversal del conductor Conductor cross section		b (mm)	Certificaciones Approvals
				mm <sup>2</sup>	AWG		
PV-ADBP4/2,5	32.0054P0001	x		1,5; 2,5	14	3	
PV-ADSP4/2,5	32.0055P0001		x	1,5; 2,5	14	3	
PV-ADBP4/6	32.0056P0001	x		4; 6	10	5	
PV-ADSP4/6	32.0057P0001		x	4; 6	10	5	

**Indicación**

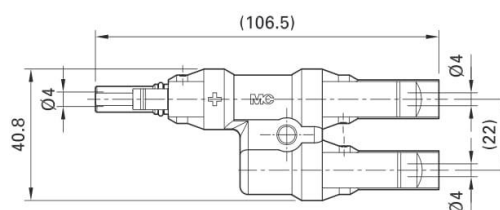
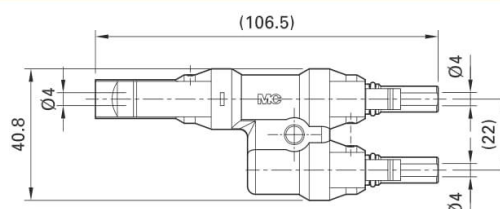
También puede suministrarse como modelo especial, confeccionado con conductor. Longitudes de conductor y modelo de terminal de cable a pedido, véase página 68

**Note:**

Custom made special versions with cable are also available. Lengths and choice of cable ends on request, see page 68

## Hembra y macho para derivaciones MC4

## Branch socket, branch plug MC4



### Datos técnicos

Sistema de conectores	Connector system	Ø 4mm
Tensión nominal	Rated voltage	1000V DC (MC)
Corriente nominal	Rated current	30A
Tensión de control	Test voltage	6kV (50Hz, 1min.)
Rango de temperatura ambiente	Ambient temperature range	-40°C...+90°C (MC)
Temperatura límite superior	Upper limiting temperature	105°C (MC)
Tipo de protección, enchufado	Degree of protection, mated	IP67
desenchufado	unmated	IP2X
Categoría de sobretensión/Grado de suciedad	Overvoltage category/Pollution degree	CATIII/2
Resistencia de contacto de los conectores	Contact resistance of plug connectors	≤0,5mΩ
Clase de protección	Safety class	II
Sistema de contacto	Contact system	Láminas de contacto MC MC Multilam
Material de contacto	Contact material	Cobre, estañado Copper, tin plated
Material aislante	Insulation material	PC
Sistema de bloqueo	Locking system	Snap-in
Clase de inflamabilidad	Flame class	UL94-V0

### Technical data

Connector system	Ø 4mm
Rated voltage	1000V DC (MC)
Rated current	30A
Test voltage	6kV (50Hz, 1min.)
Ambient temperature range	-40°C...+90°C (MC)
Upper limiting temperature	105°C (MC)
Degree of protection, mated	IP67
unmated	IP2X
Overvoltage category/Pollution degree	CATIII/2
Contact resistance of plug connectors	≤0,5mΩ
Safety class	II
Contact system	Láminas de contacto MC MC Multilam
Contact material	Cobre, estañado Copper, tin plated
Insulation material	PC
Locking system	Snap-in
Flame class	UL94-V0



Clip de seguridad página 53

Tapones página 55

Llave de desbloqueo página 61



Safety locking clip page 53

Sealing caps page 55

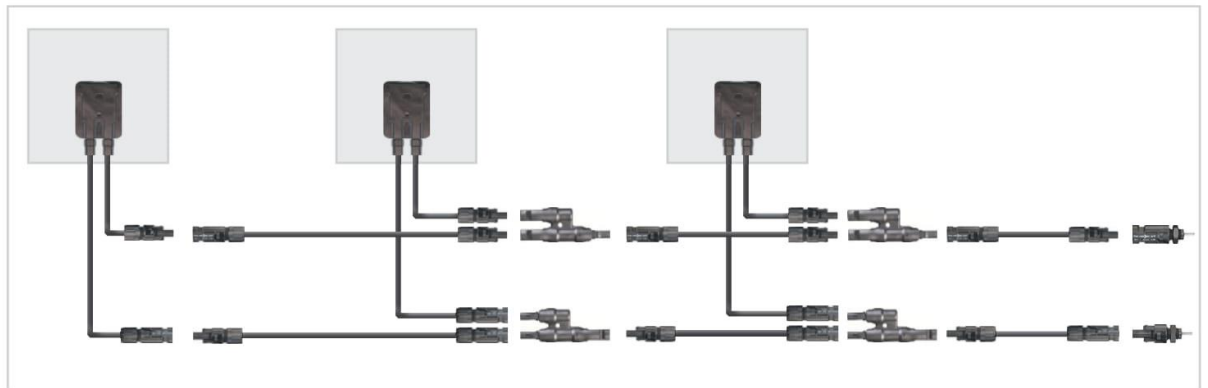
Unlocking tool page 61

Para un cableado paralelo o paralelo-serie de módulos PV seguro y sencillo de montar.

Enchufable con conectores MC PV MC4 de un polo. Los conectores no enchufados deben estar protegidos con una caperuza de cierre.

For a safe and simple parallel or serial-parallel connection of PV-modules.

Pluggable with single-pole MC PV-cable coupler MC4. Unmated connections must be protected by sealing caps.



Tipo Type	Nº de pedido Order No.	Descripción Description
PV-AZB4	32.0018	Hembra para derivación/Branch socket
PV-AZS4	32.0019	Macho para derivación/Branch plug

## ANEXO L – DPS WEG CA SPW275-20



### DPS - Dispositivos de Proteção Contra Surtos - SPW e SPWC

Disponível na versão monopolar, *plug-in*, para classes de proteção I e II, o SPW é um dispositivo de proteção contra surtos elétricos de tensão na rede. Desenvolvido em versões com ou sem contato de sinalização remota, o SPW conta com sinalização visual para indicar o momento de substituição do módulo de proteção, e divide-se em 4 modelos de acordo com a corrente máxima de descarga presumida (onda 8/20  $\mu$ s): 12, 20, 45 e 60 kA. Módulos de proteção extraíveis são fornecidos como acessórios de reposição para todos os modelos.



#### Classe de Proteção

Os DPS de Classe I são indicados para locais sujeitos a descargas diretas e de alta intensidade, característica típica de instalações e edifícios alimentados diretamente por rede de distribuição aérea, exposta a descarga atmosférica. Recomenda-se a instalação do DPS classe I no ponto de entrada da rede elétrica na edificação.

Já para os locais onde a rede elétrica está sujeita a descargas atmosféricas indiretas, caso típico de instalações internas de residências e/ou edificações alimentadas por rede elétrica embutida/subterrânea, são indicados os DPS de Classe II. Recomenda-se sua instalação no quadro de distribuição.

#### Referência e Código WEG

Referência	Classe de proteção	Contato de sinalização	Corrente máxima de descarga, onda 8/20 $\mu$ s Imáx (kA)	Corrente nominal de descarga, onda 8/20 $\mu$ s In (kA)	Corrente máxima de impulso, onda 10/350 $\mu$ s Iimp (kA)	Nível de proteção (kV)	Máxima tensão de operação contínua Uc (V)	Código WEG
SPW275-12	II	Não	12	5	-	1,0	275	10609712
SPW275-20	II	Não	20	10	-	1,2	275	10609713
SPW275-45	II	Não	45	20	-	1,5	275	10609714
SPW275-60/12,5	II / I	Não	60	30	12,5	1,5	275	10609715
SPWC275-12	II	Sim	12	5	-	1,0	275	11402920
SPWC275-20	II	Sim	20	10	-	1,2	275	11402921
SPWC275-45	II	Sim	45	20	-	1,5	275	11402919
SPWC275-60/12,5	II / I	Sim	60	30	12,5	1,5	275	11402918

#### Dados Técnicos

Norma	IEC 61643	
Tensão máxima de operação contínua Uc	275 V CA (+5%)	
Nível de proteção Up	SPW275-12 / SPWC275-12	1,0 kV
	SPW275-20 / SPWC275-20	1,2 kV
	SPW275-45 / SPWC275-45	1,5 kV
	SPW275-60/12,5 / SPWC275-60/12,5	1,5 kV
Frequência	50/60 Hz	
Corrente máxima de descarga Imáx	Conforme tabela anterior	
Corrente nominal de descarga In	Conforme tabela anterior	
Corrente máxima de impulso Iimp	Conforme tabela anterior	
Classe de proteção	Conforme tabela anterior	
Contato de sinalização	Conforme tabela anterior	
Configuração do contato de sinalização	NA	
Número de polos	1	
Temperatura ambiente	-5 a 40 °C	
Grau de proteção	IP20	
Capacidade de conexão	1 a 25 mm <sup>2</sup>	
Torque de aperto nos terminais	2,0 a 3,0 N.m	
Posição de montagem	Sem restrição	
Fixação	Trilho DIN 35 mm	
Peso (kg)	SPW275-12 / SPWC275-12	0,105
	SPW275-20 / SPWC275-20	0,110
	SPW275-45 / SPWC275-45	0,115
	SPW275-60/12,5 / SPWC275-60/12,5	0,120

## Acessórios

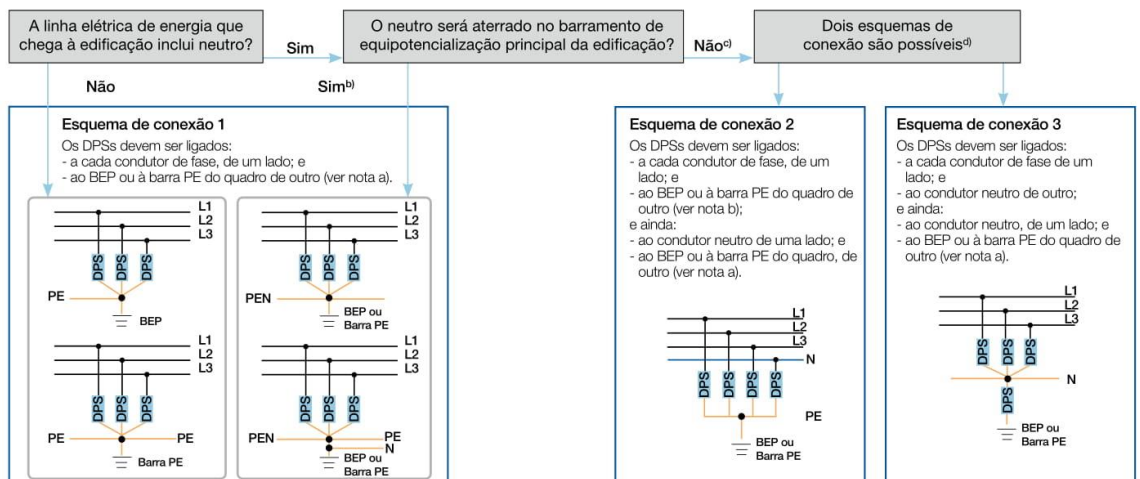
## Módulo de Proteção Extraível

Referência	Aplicação	Classe de proteção	Contato de sinalização	Corrente máxima de descarga, onda 8/20 $\mu$ s Im <sub>ax</sub> (kA)	Corrente nominal de descarga, onda 8/20 $\mu$ s I <sub>n</sub> (kA)	Corrente máxima de impulso, onda 10/350 $\mu$ s I <sub>imp</sub> (kA)	Nível de proteção (kV)	Máxima tensão de operação contínua U <sub>c</sub> (V)	Código WEG
SPW-M275-12	SPW275-12	II	Não	12	5	-	1,0	275	10609716
SPW-M275-20	SPW275-20	II	Não	20	10	-	1,2	275	10609717
SPW-M275-45	SPW275-45	II	Não	45	20	-	1,5	275	10609718
SPW-M275-60/12,5	SPW275-60/12,5	II / I	Não	60	30	12,5	1,5	275	10609719
SPWC-M275-12	SPWC275-12	II	Sim	12	5	-	1,0	275	11402917
SPWC-M275-20	SPWC275-20	II	Sim	20	10	-	1,2	275	11402916
SPWC-M275-45	SPWC275-45	II	Sim	45	20	-	1,5	275	11402915
SPWC-M275-60/12,5	SPWC275-60/12,5	II / I	Sim	60	30	12,5	1,5	275	11401914



## Dispositivos de Proteção Contra Surtos - DPS SPW SPWC

## Esquema de Ligação SPW (ABNT NBR 5410:2004)



Notas:

a) A ligação ao BEP ou à barra PE depende de onde, exatamente, os DPS serão instalados e de como o BEP é implementado na prática. Assim, a ligação será no BEP quando: - O BEP se situar a montante do quadro de distribuição principal (com o BEP localizado, como deve ser, nas proximidades imediatas do ponto de entrada da linha na edificação) e os DPS forem instalados junto do BEP e não no quadro; ou

- Os DPS forem instalados no quadro de distribuição principal da edificação e a barra PE do quadro acumular a função de BEP. Por consequência, a ligação será na barra PE propriamente dita quando os DPS forem instalados no quadro de distribuição e a barra PE do quadro não acumular a função do BEP.

b) A hipótese configura um esquema que entra TN-C e que prossegue instalação adentro TN-C ou que entra TN-C e, em seguida, passa a TN-S. O neutro de entrada, necessariamente PEN, deve ser aterrado no BEP direta ou indiretamente. A passagem do esquema TN-C a TN-S, com a separação do condutor PEN de chegada em condutor neutro e condutor PE, seria feita no quadro de distribuição principal (globalmente, o esquema é TN-C-S).

c) A hipótese configura três possibilidades de esquema de aterramento: TT (com neutro), IT com neutro e linha que entra na edificação já em esquema TN-S.

d) Há situações em que um dos dois esquemas se torna obrigatório, como a do caso relacionado na alínea b de 6.3.5.2.6 (ABNT NBR 5410:2004).

BEP - Barramento de Equipotencialização Principal

## ANEXO M – DPS CLAMPER Solar 1000V 40KA



### CLAMPER Solar

Especialista na proteção contra raios e surtos elétricos



#### Descrição

Dispositivo de Proteção contra Surtos (DPS), Classe II (IEC 61643-31), com tecnologia de Varistor de Óxido Metálico (MOV) para proteção de sistemas fotovoltaicos.

#### Características

- Plugues removíveis que facilitam a manutenção;
- Sinalização eletromecânica de status de operação;
- Sinalização remota (opcional);
- Fixação em trilho DIN 35 ou com garras padrão NEMA;
- Conexão direta aos barramentos dos quadros de distribuição de energia.

#### Aplicações

- Proteção de Sistemas Fotovoltaicos.

Características Técnicas	Unid.	CLAMPER Solar							
Normas aplicáveis	-	IEC 61643-31							
Modelos	-	150V 40KA		300V 40KA		600V 40KA		1000V 40KA	
Código Clamper	-	012337	012336	012334	012335	012333	012332	012331	012330
Modos de proteção	-	L+ / PE, L- / PE (modo comum), L+ / L- (modo diferencial)							
Tecnologia de proteção	-	Varistor de Óxido Metálico (MOV)							
Tempo de resposta típico	ns	<25							
Proteção térmica dos varistores	-	Sim							
Tensão máxima de operação contínua - $U_{cpe}$	Vcc	150		300		600		1000	
Corrente de descarga nominal @ 8/20 $\mu$ s - $I_n$	kA	10							
Corrente de descarga máxima @ 8/20 $\mu$ s - $I_{max}$	kA	20							
Corrente de descarga total @ 8/20 $\mu$ s - $I_{tot}$	kA	40							
Nível de proteção - $U_p$ (L+ / L-)	kV	0,8		1,6		2,4		5,0	
Tensão residual @ 5 kA (L+ / L-)	kV	0,6		1,4		2,2		4,0	
Nível de proteção - $U_p$ (L+ / PE) ; (L- / PE)	kV	0,4		0,8		1,2		2,5	
Classe de teste	-	II							
Seção dos condutores	mm <sup>2</sup>	4 a 25							
Sinalização de status	-	Local	Local e Remota	Local	Local e Remota	Local	Local e Remota	Local	Local e Remota
Parâmetros elétricos dos contatos de sinalização remota	-	NA-C-NF 300V/10A máx*							
Seção transversal do cabo dos contatos de sinalização remota	mm <sup>2</sup>	N/A	0,5 a 1,5	N/A	0,5 a 1,5	N/A	0,5 a 1,5	N/A	0,5 a 1,5
Temperatura de operação	°C	-40... +70							
Invólucro	-	Material com características de não propagação e auto-extinção do fogo							
Grau de proteção	-	IP20							
Peso aproximado	g	313	317	322	326	335	331	351	355
Dimensões	mm	90,6 x 53 x 66 (C x L x A) / 94,6 x 53 x 66 (C x L x A)**							

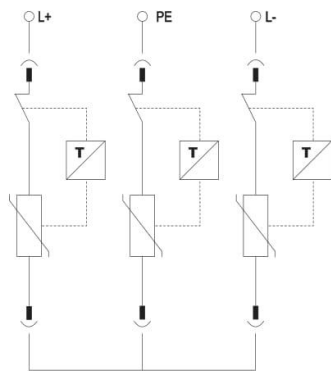
\*Aplicado apenas aos produtos com sinalização remota.

\*\* Dimensões do produto com sinalização remota.

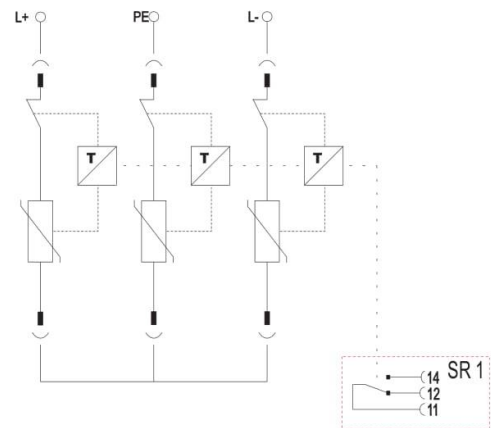


Especialista na proteção contra raios e surtos elétricos

### Circuito elétrico:

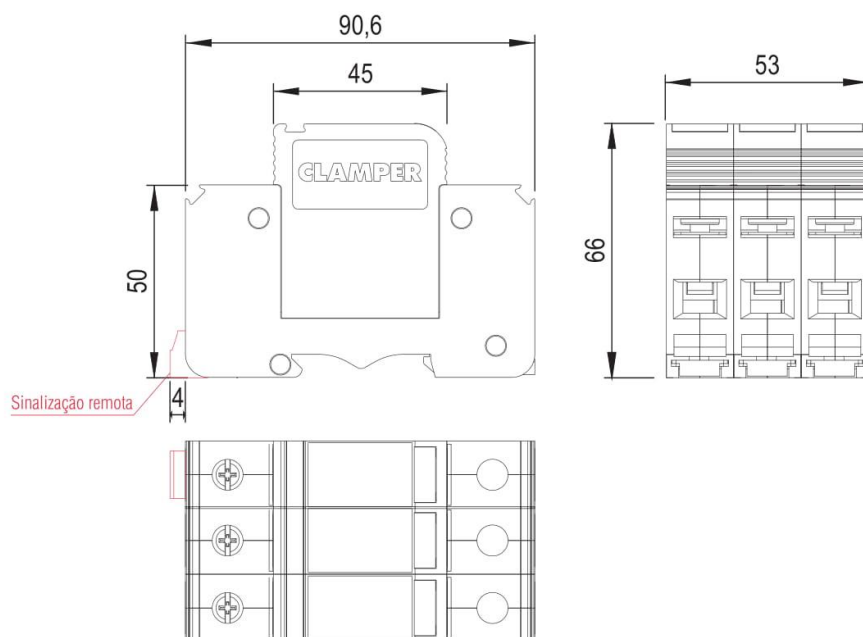


DPS Standard



DPS com sinalização remota "/>

### Desenho mecânico:



Dimensões dadas em mm.





## ANEXO N – Fusível



PRODUCT FEATURES



Model Number: FDS-32  
 Fuse Link: 10\*38mm  
 Rated Current: 32A  
 Rated Voltage: 1000VDC  
 Biggest Break Ability: 33KA  
 MOQ: 1 pieces

-  Flame retardant PC shell
-  Precision manufacturing
-  Design for solar system
-  CE certification

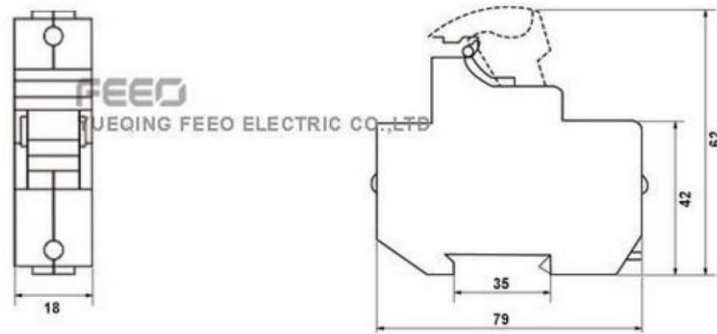
DIMENSION



**DIMENSION-FUSE**



**DIMENSION-FUSE HOLDER**



## ANEXO O – Disjuntor

www.weg.net 

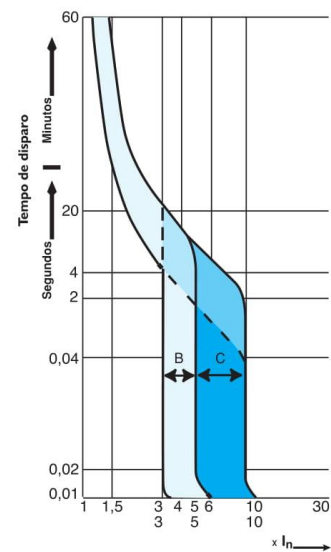
### Minidisjuntores - MDW e MDWH

A linha de minidisjuntores MDW e MDWH oferece proteção contra sobrecarga e curto-circuito em condutores elétricos, atendendo as curvas características de disparo B e C, conforme a norma NBR NM 60898 e NBR IEC 60947-2. Desenvolvida para aplicações em circuitos de baixa tensão, de corrente contínua ou alternada de 2 a 125 A e capacidade de interrupção de curto-circuito de até 20 kA (127/220 V CA) conforme norma NBR IEC 60947-2. A linha de minidisjuntores conta com bloco de contatos auxiliares, barramento de distribuição monopolar, bipolar e tripolar, e trava cadeado, conforme exigência da norma NR10, como acessórios. Possui também mecanismo de disparo livre, onde o disparo independe da posição da manopla, e indicação do estado do disjuntor (MDWH).



#### Curvas de Disparo

- Curva B  
O minidisjuntor de curva B tem como característica principal o disparo instantâneo para correntes entre 3 a 5 vezes a corrente nominal. Sendo assim, são aplicados principalmente na proteção de circuitos com características resistivas ou com grandes distâncias de cabos envolvidas. Ex.: lâmpadas incandescentes, chuveiros, aquecedores elétricos, etc.
- Curva C  
O minidisjuntor de curva C tem como característica o disparo instantâneo para correntes entre 5 a 10 vezes a corrente nominal. Sendo assim, são aplicados para a proteção de circuitos com instalação de cargas indutivas. Ex.: lâmpadas fluorescentes, geladeiras, máquinas de lavar, etc.



#### Referência e Código WEG MDW

##### Minidisjuntores Monopolares

Referência	Corrente	Curva	Código WEG
-	-	-	-
-	-	-	-
MDW-B6	6 A	B	10076396
MDW-B10	10 A	B	10076404
MDW-B16	16 A	B	10076412
MDW-B20	20 A	B	10076420
MDW-B25	25 A	B	10076428
MDW-B32	32 A	B	10076436
MDW-B40	40 A	B	10076444
MDW-B50	50 A	B	10076452
MDW-B63	63 A	B	10076460
MDW-B70	70 A	B	11134694
MDW-B80	80 A	B	10076468
MDW-B100	100 A	B	10075742
MDW-B125	125 A	B	11807321

Referência	Corrente	Curva	Código WEG
MDW-C2	2 A	C	10076381
MDW-C4	4 A	C	10076389
MDW-C6	6 A	C	10076397
MDW-C10	10 A	C	10076405
MDW-C16	16 A	C	10076413
MDW-C20	20 A	C	10076421
MDW-C25	25 A	C	10076429
MDW-C32	32 A	C	10076437
MDW-C40	40 A	C	10076445
MDW-C50	50 A	C	10076453
MDW-C63	63 A	C	10076461
MDW-C70	70 A	C	11134789
MDW-C80	80 A	C	10076469
MDW-C100	100 A	C	10075743
MDW-C125	125 A	C	11807325

## Minidisjuntores - MDW e MDWH

### Referência e Código WEG MDW

#### Minidisjuntores Bipolares

Referência	Corrente	Curva	Código WEG
-	-	-	-
-	-	-	-
MDW-B6-2	6 A	B	10076398
MDW-B10-2	10 A	B	10076406
MDW-B16-2	16 A	B	10076414
MDW-B20-2	20 A	B	10076422
MDW-B25-2	25 A	B	10076430
MDW-B32-2	32 A	B	10076438
MDW-B40-2	40 A	B	10076446
MDW-B50-2	50 A	B	10076454
MDW-B63-2	63 A	B	10076462
MDW-B70-2	70 A	B	11134696
MDW-B80-2	80 A	B	10076470
MDW-B100-2	100 A	B	10075744
MDW-B125-2	125 A	B	11807322

Referência	Corrente	Curva	Código WEG
MDW-C2-2	2 A	C	10076383
MDW-C4-2	4 A	C	10076391
MDW-C6-2	6 A	C	10076399
MDW-C10-2	10 A	C	10076407
MDW-C16-2	16 A	C	10076415
MDW-C20-2	20 A	C	10076423
MDW-C25-2	25 A	C	10076431
MDW-C32-2	32 A	C	10076439
MDW-C40-2	40 A	C	10076447
MDW-C50-2	50 A	C	10076455
MDW-C63-2	63 A	C	10076463
MDW-C70-2	70 A	C	11134790
MDW-C80-2	80 A	C	10076471
MDW-C100-2	100 A	C	10075745
MDW-C125-2	125 A	C	11807327

#### Minidisjuntores Tripolares

Referência	Corrente	Curva	Código WEG
-	-	-	-
-	-	-	-
MDW-B6-3	6 A	B	10076400
MDW-B10-3	10 A	B	10076408
MDW-B16-3	16 A	B	10076416
MDW-B20-3	20 A	B	10076424
MDW-B25-3	25 A	B	10076432
MDW-B32-3	32 A	B	10076440
MDW-B40-3	40 A	B	10076448
MDW-B50-3	50 A	B	10076456
MDW-B63-3	63 A	B	10076464
MDW-B70-3	70 A	B	11134697
MDW-B80-3	80 A	B	10077877
MDW-B100-3	100 A	B	10075746
MDW-B125-3	125 A	B	11807323

Referência	Corrente	Curva	Código WEG
MDW-C2-3	2 A	C	10076385
MDW-C4-3	4 A	C	10076393
MDW-C6-3	6 A	C	10076401
MDW-C10-3	10 A	C	10076409
MDW-C16-3	16 A	C	10076417
MDW-C20-3	20 A	C	10076425
MDW-C25-3	25 A	C	10076433
MDW-C32-3	32 A	C	10076441
MDW-C40-3	40 A	C	10076449
MDW-C50-3	50 A	C	10076457
MDW-C63-3	63 A	C	10076465
MDW-C70-3	70 A	C	11134791
MDW-C80-3	80 A	C	10075739
MDW-C100-3	100 A	C	10075747
MDW-C125-3	125 A	C	11807348

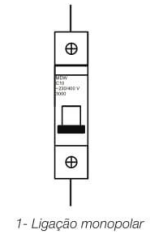
#### Minidisjuntores Tetrapolares

Referência	Corrente	Curva	Código WEG
-	-	-	-
-	-	-	-
MDW-C6-4	6 A	C	10076403
MDW-C10-4	10 A	C	10076411
MDW-C16-4	16 A	C	10076419
MDW-C20-4	20 A	C	10076427
MDW-C25-4	25 A	C	10076435
MDW-C32-4	32 A	C	10076443
MDW-C40-4	40 A	C	10076451
MDW-C50-4	50 A	C	10076459
MDW-C63-4	63 A	C	10076467
MDW-C80-4	80 A	C	10075741
MDW-C100-4	100 A	C	10075749
MDW-C125-4	125 A	C	11807349

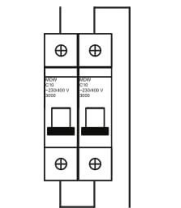
**Dados Técnicos MDW**

Tensão máxima de operação Ue		440 V CA/250 V CC	
Tensão nominal de isolamento Ui		500 V CA	
Frequência		50/60 Hz	
Correntes nominais In		2 a 125 A	
Capacidade de interrupção de curto-circuito	NBR NM 60898	127/220 V CA	(2 a 4 A) 1,5 kA, (6 a 125 A) 5 kA
		230/400 V CA	(2 a 4 A) 1,5 kA, (6 a 125 A) 3 kA
	NBR IEC 60947-2	127/220 V CA	(2 a 4 A) 3 kA, (6 a 125 A) 5 kA
		230/400 V CA	(2 a 4 A) 3 kA, (6 a 125 A) 5 kA
Capacidade de interrupção de curto-circuito em corrente contínua Icu, conforme norma NBR IEC 60947-2	48 V CC		(6 a 63 A) 10 kA <sup>1)</sup>
	60 V CC		(6 a 63 A) 10 kA <sup>1)</sup>
	125 V CC		(6 a 63 A) 5 kA <sup>1)</sup> e 16 kA <sup>2)</sup>
	250 V CC		(6 a 63 A) 10 kA <sup>2)</sup>
Curvas de disparo		B (3 a 5 vezes I <sub>n</sub> ) C (5 a 10 vezes I <sub>n</sub> )	
Número de polos		1, 2, 3 e 4P	
Vida elétrica		4.000 manobras	
Temperatura ambiente		-25 a 45 °C	
Grau de proteção		IP20	
Capacidade de conexão	MDW (2 A - 63 A)	1 a 25 mm <sup>2</sup>	
	MDW (70 A - 125 A)	10 a 35 mm <sup>2</sup>	
Posição de montagem		Sem restrição	
Torque de aperto nos terminais	MDW (2 A - 63 A)	2,5 N.m	
	MDW (70 A - 125 A)	3,5 N.m	
Fixação		Trilho DIN 35 mm	
Peso (kg)	Monopolar	0,105 (2 a 63 A); 0,155 (80 A, 125 A)	
	Bipolar	0,210 (2 a 63 A); 0,315 (80 A, 125 A)	
	Tripolar	0,315 (2 a 63 A); 0,475 (80 A, 125 A)	
	Tetrapolar	0,420 (2 a 63 A); 0,630 (80 A, 125 A)	

Notas: 1) Ligação monopolar.  
2) Ligação bipolar em série.



1- Ligação monopolar



2- Ligação bipolar em série

**Dissipação de Potência MDW (Norma NBR NM 60898)**

Faixa de corrente nominal I <sub>n</sub> (A)	Máxima potência ativa dissipada por polo (W)
I <sub>n</sub> ≤ 10	3
10 < I <sub>n</sub> ≤ 16	3,5
16 < I <sub>n</sub> ≤ 25	4,5
25 < I <sub>n</sub> ≤ 32	6
32 < I <sub>n</sub> ≤ 40	7,5
40 < I <sub>n</sub> ≤ 50	9
50 < I <sub>n</sub> ≤ 63	13
63 < I <sub>n</sub> ≤ 100	15
100 < I <sub>n</sub> ≤ 125	20

**Acessórios MDW<sup>1)</sup>**

Blocos de contatos auxiliares			
Referência	Aplicação	Tipo	Código WEG
MDW-BC1	MDW 2 A - 63 A	1 NAF	10261573
MDW-BC2	MDW 70 A - 125 A		10261574
Capacidade de comutação dos contatos MDW-BC1 e MDW-BC2	AC-14	5 A/240 V CA - 3 A/400 V CA	
	DC-12	2 A/60 V CC - 1 A/125 V CC	
	DC-13	6 A/24 V CC - 2 A/48 V CC	
Torque de aperto nos terminais	0,8 N.m		
Capacidade de conexão	2,5 mm <sup>2</sup>		
Peso (kg)	0,040		

Trava cadeado				
Referência	Aplicação	Diâmetro do cadeado	Unidades por embalagem	Código WEG
MDW-PLW63	MDW (2 a 63 A)	Até 5 mm	50	11373980
MDW-PLW100	MDW (70 A, 125 A)			11373981

Nota: 1) Limitado a um bloco auxiliar por disjuntor.



Exemplo de aplicação

## Minidisjuntores - MDW e MDWH

### Referência e Código WEG MDWH

#### Minidisjuntores Monopolares

Referência	Corrente	Curva	Código WEG
MDWH-B6	6 A	B	11422529
MDWH-B10	10 A	B	11422579
MDWH-B16	16 A	B	11422583
MDWH-B20	20 A	B	11422587
MDWH-B25	25 A	B	11422631
MDWH-B32	32 A	B	11422636
MDWH-B40	40 A	B	11422640
MDWH-B50	50 A	B	11422644
MDWH-B63	63 A	B	11422658

Referência	Corrente	Curva	Código WEG
MDWH-C6	6 A	C	11422662
MDWH-C10	10 A	C	11422666
MDWH-C16	16 A	C	11422690
MDWH-C20	20 A	C	11422694
MDWH-C25	25 A	C	11422708
MDWH-C32	32 A	C	11422713
MDWH-C40	40 A	C	11422717
MDWH-C50	50 A	C	11422722
MDWH-C63	63 A	C	11422727

#### Minidisjuntores Bipolares

Referência	Corrente	Curva	Código WEG
MDWH-B6-2	6 A	B	11422543
MDWH-B10-2	10 A	B	11422580
MDWH-B16-2	16 A	B	11422584
MDWH-B20-2	20 A	B	11422628
MDWH-B25-2	25 A	B	11422632
MDWH-B32-2	32 A	B	11422637
MDWH-B40-2	40 A	B	11422641
MDWH-B50-2	50 A	B	11422645
MDWH-B63-2	63 A	B	11422659

Referência	Corrente	Curva	Código WEG
MDWH-C6-2	6 A	C	11422663
MDWH-C10-2	10 A	C	11422667
MDWH-C16-2	16 A	C	11422691
MDWH-C20-2	20 A	C	11422695
MDWH-C25-2	25 A	C	11422709
MDWH-C32-2	32 A	C	11422714
MDWH-C40-2	40 A	C	11422719
MDWH-C50-2	50 A	C	11422723
MDWH-C63-2	63 A	C	11422728

#### Minidisjuntores Tripolares

Referência	Corrente	Curva	Código WEG
MDWH-B6-3	6 A	B	11422546
MDWH-B10-3	10 A	B	11422581
MDWH-B16-3	16 A	B	11422585
MDWH-B20-3	20 A	B	11422629
MDWH-B25-3	25 A	B	11422634
MDWH-B32-3	32 A	B	11422638
MDWH-B40-3	40 A	B	11422642
MDWH-B50-3	50 A	B	11422646
MDWH-B63-3	63 A	B	11422660

Referência	Corrente	Curva	Código WEG
MDWH-C6-3	6 A	C	11422664
MDWH-C10-3	10 A	C	11422688
MDWH-C16-3	16 A	C	11422692
MDWH-C20-3	20 A	C	11422696
MDWH-C25-3	25 A	C	11422710
MDWH-C32-3	32 A	C	11422715
MDWH-C40-3	40 A	C	11422720
MDWH-C50-3	50 A	C	11422725
MDWH-C63-3	63 A	C	11422729

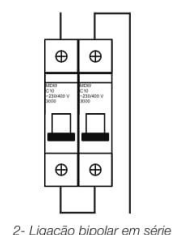
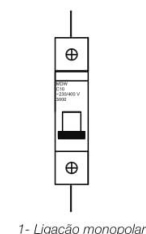
#### Minidisjuntores Tetrapolares

Referência	Corrente	Curva	Código WEG
MDWH-C6-4	6 A	C	11422665
MDWH-C10-4	10 A	C	11422689
MDWH-C16-4	16 A	C	11422693
MDWH-C20-4	20 A	C	11422697
MDWH-C25-4	25 A	C	11422711
MDWH-C32-4	32 A	C	11422716
MDWH-C40-4	40 A	C	11422721
MDWH-C50-4	50 A	C	11422726
MDWH-C63-4	63 A	C	11422730

### Dados Técnicos MDWH

Tensão máxima de operação $U_n$		440 V CA/250 V CC	
Tensão nominal de isolamento $U_i$		500 V CA	
Frequência		50/60 Hz	
Correntes nominais $I_n$		6 a 63 A	
Capacidade de interrupção de curto-circuito	NBR NM 60898	127/220 V CA	10 kA
		230/400 V CA	$I_{cs}$ 10 kA / $I_{cu}$ 7,5 kA
	NBR IEC 60947-2	127/220 V CA	20 kA
		230/400 V CA	10 kA
Capacidade de interrupção de curto-circuito em corrente contínua $I_{cu}$ , conforme norma NBR IEC 60947-2		48 V CC	(6 a 63 A) 16 kA <sup>1)</sup>
		60 V CC	(6 a 63 A) 15 kA <sup>1)</sup>
		125 V CC	(6 a 63 A) 10 kA <sup>1)</sup> e 15 kA <sup>2)</sup>
		250 V CC	(6 a 63 A) 5 kA <sup>1)</sup> e 10 kA <sup>2)</sup>
Curvas de disparo			B (3 a 5 vezes $I_n$ ) C (5 a 10 vezes $I_n$ )
Número de polos			1, 2, 3 e 4P
Vida elétrica			4.000 manobras
Temperatura ambiente			-25 a 45 °C
Grau de proteção			IP20
Capacidade de conexão		MDWH (6 A - 63 A)	1 a 25 mm <sup>2</sup>
Posição de montagem			Sem restrição
Torque de aperto nos terminais			2,5 N.m
Fixação			Trilho DIN 35 mm
Peso (kg)	Monopolar		0,130 (6 a 63 A)
	Bipolar		0,260 (6 a 63 A)
	Tripolar		0,390 (6 a 63 A)
	Tetrapolar		0,520 (6 a 63 A)

Notas: 1) Ligação monopolar.  
2) Ligação bipolar em série.



### Dissipação de Potência MDWH (Norma NBR NM 60898)

Faixa de corrente nominal $I_n$ (A)	Máxima potência ativa dissipada por polo (W)
$I_n \leq 10$	3
$10 < I_n \leq 16$	3,5
$16 < I_n \leq 25$	4,5
$25 < I_n \leq 32$	6
$32 < I_n \leq 40$	7,5
$40 < I_n \leq 50$	9
$50 < I_n \leq 63$	13

### Acessórios MDWH<sup>1)</sup>

Blocos de contatos auxiliares				
Referência	Configuração dos contatos	Aplicação	Tipo	Código WEG
MDWH-BC1	1 NAF	MDWH (6 a 63 A)	Contato auxiliar	11882693
MDWH-AL	1 NAF	MDWH (6 a 63 A)	Contato de alarme	11894565
MDWH-AX	2 NAF	MDWH (6 a 63 A)	Contato auxiliar + Contato de alarme	11894566
Capacidade de comutação dos contatos MDWH-BC1 e MDWH-AL e MDWH-AX	AC-14		5 A/240 V CA - 3 A/400 V CA	
	DC-12		2 A/60 V CC - 1 A/125 V CC	
	DC-13		6 A/24 V CC - 2 A/48 V CC	
Torque de aperto nos terminais	0,8 N.m			
Capacidade de conexão	2,5 mm <sup>2</sup>			
Peso (kg)	0,040			

Produto	Ajuste	ON	OFF	TRIP
MDWH AX-1	J			
MDWH BC1	Não possui ajuste			
MDWH AL	Não possui ajuste			

Trava cadeado				
Referência	Aplicação	Diâmetro do cadeado	Unidades por embalagem	Código WEG
MDW-PLW63	MDWH (6 a 63 A)	Até 5 mm	50	11373980

Referência	Tensão	Temporização	Minidisjuntor	Montagem	Embalagem padrão (pc)	Código
BS MDWH6-63A E25	12 V CA / V CC	0 - 3s	MDWH 6-63 A	Face esquerda	1	11894563
BS MDWH6-63A E31	220 V CA / V CC	0 - 3s	MDWH 6-63 A	Face esquerda	1	11894564

Nota: 1) Limitado a um bloco auxiliar por disjuntor.



